UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA
CENTRO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Tiago Francisco Hinterholz

CONTROLE INTELIGENTE DO DESPACHO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA ATENDIMENTO DOS LIMITES DE DEMANDA DE UMA MICRORREDE

Santa Maria, RS
2018

Tiago Francisco Hinterholz

CONTROLE INTELIGENTE DO DESPACHO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA ATENDIMENTO DOS LIMITES DE DEMANDA DE UMA MICRORREDE

Dissertação, apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientador: Prof. Dr. Mauricio Sperandio

Santa Maria, RS
2018

Hinterholz, Tiago Francisco
CONTROLE INTELIGENTE DO DESPACHO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA ATENDIMENTO DOS LIMITES DE DEMANDA DE UMA MICRORREDE / Tiago Francisco Hinterholz.- 2018.
133 p.; 30 cm

Orientador: Mauricio Sperandio
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, RS, 2018

1. Geração Distribuída 2. Análise econômica 3. OpenDSS 4. Controle Inteligente 5. Previsão de Demanda I. Sperandio, Mauricio II. Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

© 2018
Todos os direitos autorais reservados a Tiago Francisco Hinterholz. A reprodução de partes ou do todo deste trabalho só poderá ser feita mediante a citação da fonte.
Endereço: Av. Roraima, 1000. Camobi, Santa Maria, RS. CEP: 97150-900
Fone (055) 55 999930333, E-mail: fh.tiago@gmail.com

Tiago Francisco Hinterholz

CONTROLE INTELIGENTE DO DESPACHO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA ATENDIMENTO DOS LIMITES DE DEMANDA DE UMA MICRORREDE

Dissertação, apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - Universidade Federal de Santa Maria (UFSM, RS), como requisito parcial para obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Aprovado em 28 de março de 2018:

_____

Mauricio Sperandio, Dr. (UFSM)
(Presidente/Orientador)

_____

Luciane Neves Canha, Dr.ª (UFSM)

_____

Paulo Ricardo da Silva Pereira, Dr. (UNISINOS)

Santa Maria, RS
2018

Dedico esta dissertação à minha esposa, à minha família, em especial meus pais, irmã, sogros e cunhado.

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente a minha fiel e querida esposa por jamais me deixar desistir, sempre me apoiar e me ajudar nas horas mais difíceis e complicadas, por ser essa companheira *top of mind* sempre ao meu lado.

Agradeço também aos meus pais por tudo que me foi proporcionado sempre me ensinando a buscar meus objetivos e nunca me dando nada de graça. Eles me ensinaram o verdadeiro valor da vida que é batalhar e atingir os objetivos para se sentir satisfeito em viver. Honrar com os compromissos e sempre se dedicar. Aos meus sogros, sou grato por me acolherem como filho e não simplesmente um genro distante. Sinto que tenho duas famílias completas ao meu redor.

Ao meu professor e orientador Mauricio cujas aulas me fascinaram desde o sétimo semestre em Linhas de Transmissão e Proteção de Sistemas Elétricos, só foram me fazendo crescer mais a vontade de aprender não acaso, no mestrado tive aulas de Expansão de Sistema de Energia Elétrica e Confiabilidade de Sistemas Elétricos de Potência ministradas pelo melhor professor que já tive.

Aos demais professores do PPGEE e do Curso de Engenharia Elétrica da UFSM por tudo que me ensinaram e contribuíram para meu crescimento, fica meu agradecimento. Profissionalmente só sou o que sou hoje, pois passei pelos melhores professores da UFSM.

Aos meus colegas de profissão, em especial à empresa RGE e o Grupo CPFL Energia por agregarem muito ao meu conhecimento técnico e profissional. Certamente, sem a experiência de trabalho diário na empresa, este trabalho não seria o mesmo.

“Talvez não tenha conseguido fazer o melhor, mas lutei para que o melhor fosse feito. Não sou o que deveria ser, mas não sou o que era antes”. (Marthin Luther King)

RESUMO

CONTROLE INTELIGENTE DO DESPACHO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA ATENDIMENTO DOS LIMITES DE DEMANDA DE UMA MICRORREDE

AUTOR: Tiago Francisco Hinterholz
ORIENTADOR: Mauricio Sperandio

A utilização de geração distribuída (GD) aliada a aplicação de controles inteligentes em microrredes oferece uma série de benefícios para o sistema elétrico e, por consequência à sociedade que dele faz uso. Especificamente no âmbito econômico e de planejamento, trazer soluções que propõe união entre a melhoria do sistema elétrico com redução de custos operacionais é muito importante. Desse modo, esta dissertação de mestrado aborda uma análise através da metodologia de previsão de demanda com modelo matemático de regressão linear para previsão de demanda e controle do despacho de geração em tempo real, utilizando como ferramenta o software *OpenDSS* para o cálculo de fluxo de potência e vantagens econômicas da aplicação de uma rotina de controle inteligente aliada à geração distribuída em um estudo de caso envolvendo a rede elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM). Objetiva-se estruturar uma rotina de programação que viabilize o despacho da geração de forma inteligente relacionada à previsão de demanda, tornando possível verificar os impactos no contrato de demanda e posterior proposta para alteração deste contrato baseado na capacidade de geração distribuída existente e disponível. Para isso, desenvolve-se uma estrutura de pesquisa contemplando reflexões em torno da utilização de geração distribuída aliada a microrredes e implementação de controle de previsão inteligente. Os resultados da pesquisa mostram que é possível controlar a demanda junto à concessionária, além da redução do consumo de energia, a partir do uso dos geradores distribuídos. A disponibilidade de controle permite ainda reduzir o contrato de demanda atual da rede, diminuindo ainda mais consumo de energia e economizando um valor considerável.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Análise econômica. *OpenDSS*. Controle Inteligente. Previsão de Demanda.

ABSTRACT

DISTRIBUTED GENERATION DISPATCH WITH INTELLIGENT CONTROL TO MEET THE DEMAND LIMITS OF A MICROGRID

AUTHOR: Tiago Francisco Hinterholz
ADVISOR: Mauricio Sperandio

The use of distributed generation (DG) allied to smart grids offers a series of benefits for the electrical system and, consequently, the society that makes use of it. Specifically in the economic and planning context, bringing solutions that propose a union between the improvement of the electrical system with reduction of operating costs and impact on technical losses is very interesting. Thus, this dissertation addresses an analysis through the demand forecasting methodology with linear regression mathematical model for an intelligent distributed generation dispatch. The OpenDSS software is used to study the feasibility and economic advantages of applying the control routine in a case study involving the microgrid of the Federal University of Santa Maria (UFSM). The objective is to structure a programming routine that enables the DG dispatch in an intelligent way, making it possible to verify the impacts on the demand contract, the voltage levels and energy losses and subsequent proposal to change this contract based on the total DG capacity. For this, a research structure is developed contemplating reflections around the use of DG allied to intelligent networks and implementation of control in real time. The results of the research show that it is possible to control the demand with the utility (upper grid), in addition to the reduction of energy consumption. The availability of control also allows to reduce the current demand contract of the network, reducing even more energy consumption and saving considerable value.

Keywords: Distributed generation. Smartgrids. Economic analysis. OpenDSS. Demand forecast. Intelligent dispatch.

LISTA DE FIGURAS

Figura 01 - Sistema elétrico centralizado: geração-transmissão-distribuição.....32
Figura 02 - Sistema Elétrico com inserção de Geração Distribuída 34
Figura 03 - Representação do modelo de bandeiras tarifárias em vigência no Brasil 39
Figura 04 - Tabela de Taxas e Tarifas - Tarifa Horária Verde.....41
Figura 05 - Tabela de Taxas e Tarifas - Tarifa Horária Azul 42
Figura 06 - Tabela de Taxas e Tarifas - Tarifa Horária Azul (continuação).....43
Figura 07 - Comparação entre curvas de demanda real x prevista - Média Móvel ...52
Figura 08 - Comparação entre curvas de demanda real x prevista – Regressão Linear 54
Figura 09 - Fluxograma do despacho de geração horária.....63
Figura 10 - Fluxograma do despacho de geração com controle inteligente (dinâmico).....64
Figura 11 - Representação do sistema elétrico que atende a UFSM 70
Figura 12 - Diagrama unifilar da rede interna da UFSM com a posição da GD 73
Figura 13 - Curva de carga da UFSM – Abril/16 74
Figura 14 - Histograma de valores e número de ultrapassagens.....76
Figura 15 - Histograma de valores e número de ultrapassagens.....76
Figura 16 - Comparação entre utilização de controle horário x inteligente adaptativo.....78
Figura 17 - Curvas de demanda no mês de março/16 – Dias 15, 16, 17 e 18 84
Figura 18 - Curvas de demanda no mês de Abril/16 – Dias 5, 6 e 7 85
Figura 19 - Curvas de demanda no mês de Abril/16 – Dias 15, 18 e 19 85
Figura 20 - Curvas de demanda no mês de Junho/16 – Dias 13, 20 e 21 86
Figura 21 - Curvas de demanda no mês de Novembro/16 – Dias 7 e 8.....86
Figura 22 - Curvas de demanda no mês de Dezembro/16 – Dias 12, 13 e 21.....87
Figura 23 - Inserção dos geradores através do Controle Inteligente no dia 18/03 88
Figura 24 - Inserção dos geradores através do Controle Inteligente no dia 19/04 89
Figura 25 - Inserção dos geradores através do Controle Inteligente no dia 13/06 89
Figura 26 - Inserção dos geradores através do Controle Inteligente no dia 08/11 90
Figura 27 - Inserção dos geradores através do Controle Inteligente no dia 13/12 90
Figura 28 - Perdas de energia no mês de Março – Dias 15, 16, 17 e 18 91
Figura 29 - Tensão da barra Anfiteatro no mês de Março – Dias 15, 16, 17 e 18.....92
Figura 30 - Curvas de demanda no mês de março/16 – Dias 8, 15, 16, 17 e 18 96
Figura 31 - Curvas de demanda no mês de Abril/16 – Dias 5, 6 e 7 96
Figura 32 - Curvas de demanda no mês de Abril/16 – Dias 15, 18, 19 e 28 97
Figura 33 - Curvas de demanda no mês de Maio/16 – Dias 18, 19, 20, 23 e 24 97
Figura 34 - Curvas de demanda no mês de Junho/16 – Dias 1, 2, 6, 7 e 8 98
Figura 35 - Curvas de demanda no mês de Junho/16 – Dias 9, 10, 13, 14 e 15 98
Figura 36 - Curvas de demanda mês de Junho/16 – Dias 16, 20, 21, 22, 23, 24 e 27 99
Figura 37 - Curvas de demanda no mês de Julho/16 – Dia 13 99
Figura 38 - Curvas de demanda no mês de Outubro/16 – Dia 24.....100
Figura 39 - Curvas de demanda no mês de Novembro/16 – Dias 7 e 8.....100

Figura 40 - Curvas de demanda no mês de Dezembro/16 – Dias 13, 20 e 21 101
Figura 41 - Inserção dos geradores através do Controle Inteligente no dia 18/03.. 102
Figura 42 - Inserção dos geradores através do Controle Inteligente no dia 19/04.. 102
Figura 43 - Inserção dos geradores através do Controle Inteligente no dia 23/05.. 103
Figura 44 - Inserção dos geradores através do Controle Inteligente no dia 13/06.. 103

LISTA DE TABELAS

Tabela 01 - Classificação dos consumidores em grupos de atendimento.....40
Tabela 02 - Exemplo de uma lista de geradores disponíveis 65
Tabela 03 - Combinações de potência de todos os geradores disponíveis 66
Tabela 04 - Combinações de potência reduzida dos geradores 67
Tabela 05 - Potência do transformador por ponto de carga 71
Tabela 06 - Potência dos geradores simulados 72
Tabela 07 - Análise das faturas do mês de Abril/16 com GD Fixa 82
Tabela 08 - Análise das faturas do mês de Março/16 93
Tabela 09 - Análise das faturas do mês de Abril/16 94
Tabela 10 - Análise das faturas do mês de Junho/16 94
Tabela 11 - Análise das faturas do mês de Novembro/16.....94
Tabela 12 - Análise das faturas do mês de Dezembro/16.....95
Tabela 13 - Análise das faturas do mês de Março/16 104
Tabela 14 - Análise das faturas do mês de Abril/16 105
Tabela 15 - Análise das faturas do mês de Maio/16 105
Tabela 16 - Análise das faturas do mês de Junho/16 105
Tabela 17 - Análise das faturas do mês de Julho/16.....106
Tabela 18 - Análise das faturas do mês de Outubro/16 106

LISTA DE SIGLAS

AGITTEC	Agência de Inovação e Transferência de Tecnologias
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCS	Centro de Ciências Sociais
CCSH	Centro de Ciências Sociais e Humanas
CE	Centro de Educação
CE 2	Centro de Educação 2
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CEEMA	Centro de Estudos em Energia e Meio Ambiente
CEF	Centro de Educação Física
CEESP	Centro de Excelência em Energia e Sistemas de Potência
CEU 1	Casa do Estudante Universitário 1
CEU 2	Casa do Estudante Universitário 2
CETAS	Centro de Triagem de Animais Silvestres
CPD	Centro de Processamento de Dados
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CT	Centro de Tecnologia
CTISM	Colégio Técnico Industrial de Santa Maria
DETRAN	Departamento de Trânsito
DGTR	Despacho de Geração em Tempo Real
FATEC	Fundação de Apoio a Tecnologia e Ciência
FIERGS	Federação das Indústrias do Estado do Rio Grande do Sul
GD	Geração Distribuída
IGC	Índice Geral de Cursos
INPE	Instituto Nacional de Pesquisa Espacial
HUSM	Hospital Universitário de Santa Maria
HVU	Hospital Veterinário Universitário
NA	Normalmente aberta
ONS	Operador Nacional do Sistema
PDE	Programação Diária de Operação Eletroenergética
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PMO	Plano Mensal de Operação
PRODIST	Procedimentos da Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFRA	Pró-Reitoria de Infraestrutura
RGE	Rio Grande Energia
RNA	Redes Neurais Artificiais
RU 1	Restaurante Universitário 1
RU 2	Restaurante Universitário 2
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição e Faturamento
UFSM	Universidade Federal de Santa Maria

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 23
1.1 MOTIVAÇÕES PARA O ESTUDO 24
1.2 OBJETIVOS 26
1.3 HIPÓTESE DE PESQUISA 27
1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO 28
2 MICRORREDES INTELIGENTES E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD) 31
2.1 SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA 32
2.2 SOBRE MICRORREDES INTELIGENTES 34
2.3 SOBRE MICRORREDES INTELIGENTES E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA 35
2.3.1 Estudos e aplicações 36
2.3.2 Justificativas para utilização: análise econômica 38
2.3.3 Aspectos Positivos e Negativos 44
2.4 CONCLUSÕES GERAIS DO CAPÍTULO 46
3 PLANEJAMENTO E PREVISÃO DE DEMANDA COM DESPACHO DE GERAÇÃO APLICADO A CONTROLE INTELIGENTE ADAPTATIVO 47
3.1 IMPORTÂNCIA DO PLANEJAMENTO E TOMADA DE AÇÕES EM CURTISSIMO PRAZO PARA OPERAÇÃO 48
3.2 MODELOS MATEMÁTICOS DE PREVISÃO 49
3.3 APLICAÇÕES PRÁTICAS 50
3.3.1 Modelo de previsão - Média Móvel 51
3.3.2 Modelo de Previsão - Regressão Linear 52
3.3.3 Redes Neurais Artificiais e Lógica Fuzzy 55
3.4 CONCLUSÕES GERAIS DO CAPÍTULO 56
4 METODOLOGIA 59
4.1 MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO 60
4.1.1 Elementos do sistema elétrico utilizados no *OpenDSS* 61
4.2 SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS 62
4.2.1 Metodologia aplicada para as simulações computacionais 62
4.3 CONCLUSÕES GERAIS DO CAPÍTULO 67
5 ESTUDO DO CASO 69
5.1 A MICRORREDE DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA 69
5.2 O SISTEMA ELÉTRICO DA UFSM 69
5.3 COLETA DE DADOS 73
5.4 COMPARAÇÃO ENTRE O CONTROLE HORÁRIO E CONTROLE INTELIGENTE ADAPTATIVO 77
5.5 CONCLUSÕES GERAIS DO CAPÍTULO 79
6 RESULTADOS 81
6.1 ANÁLISE DO CONTRATO ATUAL DE DEMANDA 82
6.1.1 Análise de Carregamento 82
6.1.2 Análise de Perdas e Tensão 91
6.1.3 Análise Econômica 93
6.1.3.1 Análise das Faturas para o Contrato Atual de Demanda 93
6.2 ANÁLISE DO CONTRATO PROPOSTO DE DEMANDA 95
6.2.1 Análise de Carregamento 95

6.2.2 Análise Econômica 104
6.2.2.1 Análise das Faturas para o Contrato Alterado de Demanda 104
6.3 CONCLUSÕES GERAIS DO CAPÍTULO 107
7 CONCLUSÕES 109
7.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS 110
REFERÊNCIAS 111
APÊNDICE A – TABELA DE ESTADOS COMPLETA E REDUZIDA 115
APÊNDICE B – FIGURAS DAS CURVAS DE DEMANDA DOS MESES DE 2016 125
APÊNDICE C – CÓDIGO FONTE DAS ROTINAS IMPLEMENTADAS NOS CÁLCULOS 131

1 INTRODUÇÃO

É consenso que a evolução de todos os processos que englobam a produção e utilização de energia elétrica está relacionada diretamente ao crescimento populacional e, consecutivamente, às necessidades de consumo dessa população cada vez mais conectada e dependente de recursos que utilizam energia elétrica.

Relacionado a isso, as reflexões sobre a questão energética na atualidade e as proposições de soluções para melhoria e resolução de problemas no sistema elétrico precisam considerar uma série de fatores externos como a situação ambiental, climática e financeira. Eventos climáticos extremos, a exemplo das secas, provocam impactos no sistema e, em longos períodos obrigam, por exemplo, as usinas termelétricas a entrarem em operação a pleno despacho de energia no sistema elétrico de potência (GOMES; JOTA, 2016). Hoje, as usinas termelétricas representam 26%[1] do total de potência instalada no Brasil, sendo as fontes mais caras em termos de custo de geração, além de causar impactos ambientais.

Apesar de não ser o mais indicado em termos financeiros, o uso de termelétricas tem sido frequente no Brasil devido às necessidades de consumo - evidenciado pelo crescimento vegetativo da carga do sistema elétrico - e pela escassez de chuvas. Além desses dois eventos pontuais, essa utilização também está presente no dia-a-dia de todos os brasileiros usuários de energia elétrica: a alta demanda de energia e a falta de chuvas exigem a utilização de termelétricas também em situações cotidianas. Desde 2015, tal utilização está regularizada pela criação de bandeiras tarifárias no Brasil o que faz com que os custos de geração com termelétricas sejam repassados diretamente ao consumidor criando uma espécie de consciência sobre o que tipo de energia se está consumindo.

Diante disso, torna-se cada vez mais necessário buscar soluções de energia que visem minimizar as questões de ordem econômica, aliando sempre as preocupações com os impactos ambientais causados por algumas opções de geração de energia (como é o caso de usinas termelétricas). É preciso também evitar que o sistema elétrico tenha seu planejamento dependente de eventos

---

[1] BIG - Banco de Informações de Geração**.** Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 10 mar. 2018.

climáticos de difícil previsão, como as chuvas, para abastecer usinas hidrelétricas, por exemplo.

O sistema elétrico atual precisa de uma solução rápida, que cause um efeito de alívio de carregamento, confiabilidade e melhoria nos níveis de tensão fornecidos imediatamente nas gerações centralizadas. Sendo assim, é cada vez mais importante o trabalho atento de estudiosos da área e engenheiros planejadores da rede elétrica para trazer a geração perto da carga, ou seja, descentralizar o fornecimento de energia.

Já é possível perceber a existência de esforços relacionados e algumas práticas são cada vez mais relevantes para essa discussão. Como exemplo, tem-se o conceito de geração distribuída que aliado a redes inteligentes ou *smart grids*, consiste em conectar fontes de energia baseadas em eventos naturais - como a radiação solar ou ventos – e CGH's (Centrais Geradoras Hidrelétricas) ou PCH's (Pequenas Centrais Hidrelétricas), trazendo produção de energia eficiente e com menor custo para o consumidor final. Nesse contexto, segundo Silva e Silva (2017), a geração distribuída, como é definida a geração próxima ao local de consumo, tem assumido papel de destaque, uma vez que a sua implementação pode ser realizada em pequena escala e até mesmo por consumidores residenciais, como o que já acontece no Brasil.

Em consequência desse cenário, as distribuidoras de energia elétrica têm desenvolvido normas para facilitar o acesso das gerações distribuídas ao seu sistema. Isso porque, com o tempo criou-se a consciência de que a geração distribuída vem para auxiliar a operação do sistema elétrico e não prejudicar o desempenho (prático e financeiro) como se pensava.

1.1 MOTIVAÇÕES PARA O ESTUDO

Diante do contexto apresentado, as motivações para o presente estudo estão centradas em três aspectos:

I) Na relevância das aplicações práticas dos modelos de fornecimento de energia (despacho de geração distribuída e análise de um caso real da Universidade Federal de Santa Maria);

II) Apresentar uma proposta centrada em um melhor custo-benefício para a implementação de geração distribuída (GD), não só em termos financeiros, mas também em termos de planejamento e expansão do sistema para a distribuidora.

III) Perpassa também a contribuição à prática profissional de engenheiros planejadores do sistema elétrico, que atuem em distribuidoras de energia[2] tanto no Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) quanto no Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT).

As justificativas em torno da abordagem teórica e sua relevância para a área de estudo e práticas de mercado em Engenharia Elétrica, são apoiadas na ideia de que a geração distribuída vem surgindo através de estudos generalizados, baseados em testes e hipóteses muitas vezes restritos às vantagens da geração distribuída em relação à geração centralizada conforme destacam Silva e Silva (2017). Nesse sentido, a presente proposta tomará como exemplo estudado a rede elétrica da Universidade Federal de Santa Maria.

A motivação para a elaboração desta dissertação ocorreu quando se tomou conhecimento da capacidade de geração disponível na UFSM e considerou-se o custo-benefício da implementação da geração distribuída para a otimização do consumo da demanda contratada pela instituição bem como a consequente redução no valor do contrato de energia.

Destaca-se que a universidade é classificada como consumidor do Grupo A4[3]. Isso significa dizer que além de pagar o consumo de energia em quilowatt x hora (kWh), é necessário ter um contrato de demanda, sob pena de multas em caso de ultrapassagens dos limites estabelecidos. Tudo porque trata-se de um contrato de formalização, no qual o cliente solicita disponibilização permanente da demanda contratada à concessionária de energia. Esse contrato serve também como base para o estudo de planejamento e expansão do sistema por parte da distribuidora de energia.

Acompanhando o histórico de medições do cliente é possível definir quais são os valores que devem ser por ele contratados para que suas necessidades sejam supridas e não ocorram penalizações resultantes no aumento do custo em energia (como é o caso atual da UFSM). Apesar disso, sabe-se que não basta considerar os

---

[2] Destaca-se que no estado do Rio Grande do Sul, há três grandes distribuidoras, sendo elas a Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) e a RGE e RGE Sul que são empresas do grupo CPFL (Companhia Paulista de Força e Luz).

[3] Tal categorização ocorre de acordo com sua demanda e seu nível de tensão de atendimento.

valores mais elevados de consumo (picos) e defini-los como ponto de referência. Para se ter uma análise mais precisa, é necessário estudar o comportamento da carga e verificar se esses pontos são parte de um comportamento padrão ou existe algum evento que promove essa elevação fora do padrão de forma sazonal.

Tal percepção evidencia a necessidade de esforços de análise relevantes para planejamento de consumo e distribuição de carga - aspectos que podem trazer benefício tanto para o consumidor (como exemplo, a UFSM), quanto para a concessionária e os profissionais responsáveis por planejamento de carga como exemplo, engenheiros de planejamento da distribuição e transmissão de concessionárias de energia. Desse modo, constituiu-se a terceira motivação para a realização deste estudo.

1.2 OBJETIVOS

Considera-se importante mencionar que tanto o objetivo geral quanto os objetivos específicos no presente trabalho consideram a relevância do tema para a instituição que será estudada - a UFSM, bem como o impacto econômico dos resultados em sua realidade.

Aliando as três motivações citadas acima, este trabalho propõe a análise da curva de carga da UFSM para verificar comportamentos atípicos que trazem ônus à instituição sob vigência e cláusulas do atual contrato. Dessa forma, pretende-se promover uma solução que não consista somente atualizar um contrato de demanda semestralmente de forma sintética e repetitiva, mas sim apresentar neste estudo a utilização de geração disponível e existente na própria universidade e que possam estar subutilizados, de modo a explorá-los para que gerem resultados significativos para a instituição.

Diante disso, o objetivo geral desta pesquisa é propor um método de previsão de demanda para promover um controle inteligente de despacho de geração distribuída baseado em uma rotina de leituras de demandas medidas, utilizando como ferramentas de simulação os *softwares OpenDSS* e *Visual Basic for Aplications (VBA)*.

De forma relacionada, os objetivos específicos deste trabalho são:

I) Mitigar a quantidade de ultrapassagens de demanda que ocorreram no período estudado (janeiro/16 a dezembro/16) e consequente redução dos custos na

conta de energia da UFSM, utilizando nove geradores disponíveis e ociosos (utilizados como *back up*) existente na instituição.

II) Fazer uma análise investigando os impactos da implementação de um controle de geração distribuída em uma microrrede, com a análise de carregamento e econômica ao longo do período de um ano.

III) Por fim, propor um novo contrato de demanda utilizando a geração distribuída disponível para suprir os novos limites verificando novamente o carregamento e a redução nos valores finais durante o período estudado.

1.3 HIPÓTESE DE PESQUISA

A partir do cenário e definições expostas, tem-se a seguinte questão-problema que deve ser norteadora da pesquisa: Quais benefícios da implementação de geração distribuída aliada a redes inteligentes para consumidores de grande porte (Grupo A), como uma universidade federal?

Com a presente pesquisa, pretende-se simular e demonstrar que através da utilização de geração distribuída em conjunto com microrredes é possível orientar um gerenciamento de demanda ótimo de tal forma que, a utilização dos geradores, mesmo com o custo de operação, pode contribuir para a redução do custo total do contrato de demanda da Universidade Federal de Santa Maria.

Além disso, outra hipótese investigada durante o estudo é de que haja uma melhoria na qualidade de energia, por meio da melhoria dos seus índices de fornecimento (regulação dos níveis de tensão e redução nas perdas de energia), bem como um alívio na rede da distribuidora a qual é conectada à UFSM, reduzindo perdas de energia para a concessionária e mantendo os níveis de tensão adequados para o fornecimento de outros consumidores conectados à mesma rede da instituição estudada.

Para isso, serão utilizadas simulações com os *softwares OpenDSS* (de código aberto)*,* escolhido em função de sua ampla capacidade de modelar o circuito trazendo-o próximo da realidade no modo temporal e resultados precisos, e o *VBA,* que por ter interface vinculada com o *OpenDSS,* permite a criação de rotinas de cálculo específicas para este estudo. Tais simulações devem prever o próximo ponto de demanda com base nos pontos anteriores e verificar se é necessária a entrada

prévia da geração distribuída, e quais geradores devem ser acionados para diminuir a demanda com a concessionária.

Para isso, pretende-se aplicar o método de despacho de energia proposto aliado ao controle adaptativo e inteligente com previsão de demanda, inserindo na rede de distribuição interna da UFSM (microrrede), comparando as demandas sem e com inserção de GD comparando com os limites de demanda contratada. Esse modelo de controle é essencial, não somente por evitar o desperdício de geração (combustível), mas também pelo fato de que alguns tipos de geração distribuída causarem efeitos como elevação da tensão em regime permanente, alteração dos níveis de curto-circuito e o acréscimo de distorções harmônicas (ARAMIZU et al., 2013), e despachando energia em tempo real, permitem aliviar esses efeitos colaterais e operar de forma mais segura (SILVA e SILVA, 2016).

1.4 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Este trabalho está organizado em seis capítulos, além desta introdução que constitui o Capítulo 1, apresentando as intenções organizadas por meio das motivações, objetivos gerais, inquietações e hipóteses de pesquisa.

No Capítulo 2, faz-se um apanhado em torno dos conceitos de Geração Distribuída e Microrredes Inteligentes, trazendo um pouco do histórico e surgimento, os aspectos de utilização com a evolução do sistema elétrico, vantagens e desvantagens e como a implementação de ambos os conceitos pode ser benéfica para o sistema elétrico como um todo.

O Capítulo 3 aborda, além da importância da implementação do planejamento no estudo, as técnicas matemáticas utilizados para previsão de demanda nos pontos futuros comparando a utilização de cada modelo e as condições que modelam a simulação utilizando despacho de geração com controle adaptativo e inteligente com previsão de demanda.

O Capítulo 4 apresenta a metodologia aplicada em cada uma das etapas de constituição deste trabalho e, em especial, para análise e validação dos dados colhidos e a construção do caso base para utilização nas simulações computacionais.

O Capítulo 5 traz o caso a ser estudado e os resultados obtidos com as simulações, considerando a comparação entre o caso base sem nenhuma influência

externa e a utilização de um controle horário ou controle inteligente adaptativo com previsão de demanda. A partir disso utiliza-se o modelo matemático de regressão linear a fim de verificar ponto a ponto a necessidade da inserção da GD.

O Capítulo 6 apresenta a análise dos resultados obtidos pelas duas simulações, sendo uma referente ao contrato de demanda atual, e outra ao contrato de demanda proposto, fazendo a análise técnica dos impactos na curva de demanda e a análise de perdas técnicas.

Por fim o Capítulo 7 apresenta as conclusões deste trabalho e proposições para trabalhos futuros.

2 MICRORREDES INTELIGENTES E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (GD)

Na atualidade (cenário 2016-2017), a qualidade de energia é mensurada e regulada a partir da frequência de interrupção e duração da interrupção de energia, além de serem considerados também os níveis de tensão (PRODIST, módulo 8)[4]. Essa medição e controle obrigam todas as concessionárias de energia a investirem em suas redes elétricas, construindo redes mais robustas que possibilitam manobras no sistema, evitando que seus clientes fiquem sem energia por falta de uma segunda opção de atendimento, por exemplo.

Esse cenário trouxe uma nova realidade às concessionárias de energia elétrica de todo país: o fornecimento de energia elétrica mensurado por indicadores de qualidade. Para isso, o setor conta com um órgão regulador - Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e uma norma - Procedimentos de Distribuição (PRODIST), que tornam obrigatório o fornecimento de energia elétrica com qualidade aos clientes sob a pena de multas pesadas pelo não cumprimento das mesmas.

Com o passar do tempo, a necessidade de reforço do sistema elétrico evoluiu mais rápido do que a capacidade de executar inúmeras obras para a construção de redes interligadas que se adequassem aos novos parâmetros de qualidade, bem como as altas penalidades impostas fizeram as distribuidoras procurarem novas alternativas para a solução de necessidades. Diante disso, o setor ficou imerso por questionamentos e propostas: Porque não utilizar a geração distribuída e, assim, promover um alívio no carregamento nas fontes principais de energia?

Desse modo, dois conceitos são considerados indissociáveis nesta pesquisa e juntos representam um grande avanço à distribuição de energia elétrica, são eles: microrredes e geração distribuída. Apesar desse olhar de indissociabilidade nesta pesquisa, destacamos que, as reflexões sobre essas duas áreas de estudo surgiram em momentos distintos conforme apresentadas nos próximos tópicos.

---

[4] **Procedimentos da Distribuição - Módulo 8.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/modulo-8>. Acesso em: 20 jan. 2018.

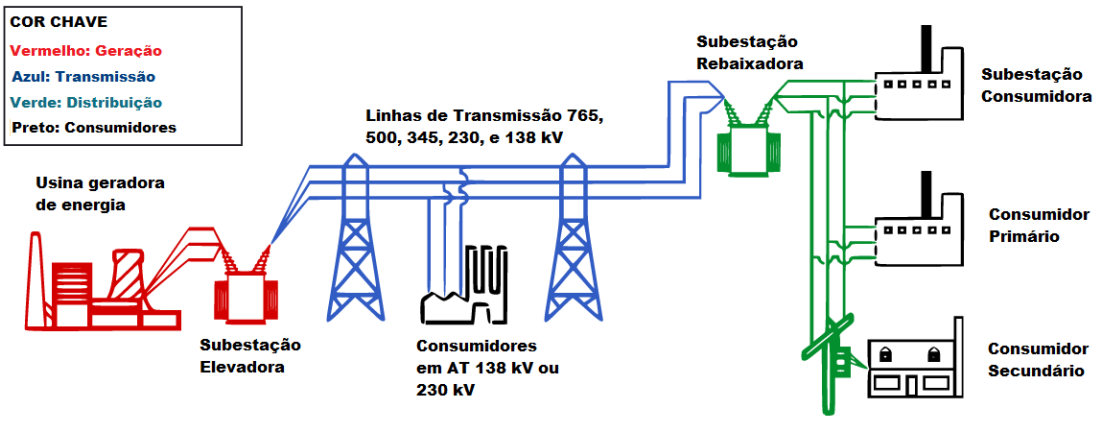
2.1 SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Geração distribuída (GD) passa longe de ser um termo novo no cenário de energia elétrica. Têm-se registros de que, na prática, a ideia de geração distribuída já foi aplicada pelo empresário Thomas A. Edison, quando desenvolveu uma fonte geradora para atendimento de clientes no bairro onde morava nos Estados Unidos. Ele reproduziu o conceito básico de GD: uma fonte de geração próxima da carga a que atende (DIAS, 2005).

Historicamente tem-se que cada vez mais as necessidades de carga vem dos mais distintos pontos e distâncias, além disso, as fontes de energia ficam mais potentes (em termos de geração) e mais afastadas do local do centro de carga. Para transmitir energia para longe desses núcleos, com o passar dos anos foi preciso considerar formas de centralização, instalando usinas geradoras mais próximas das fontes primárias de energia (como rios ou minas de carvão, por exemplo) para que a capacidade de geração fosse maximizada.

Antes das reflexões em torno das necessidades de geração descentralizada de energia, era utilizado o modelo de geração centralizada, que tem como estrutura básica de fornecimento as etapas de geração, transmissão e distribuição de energia, respectivamente. A figura 01 a seguir, ilustra esse modelo:

Figura 01 - Sistema elétrico centralizado: geração-transmissão-distribuição



Fonte: Wikipedia[5]. Editada pelo autor.

[5] **Wikipedia.** Disponível em: <https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/4/41/Electricity_grid_simple-_North_America.svg>. Acesso em: 15 abr. 2018.

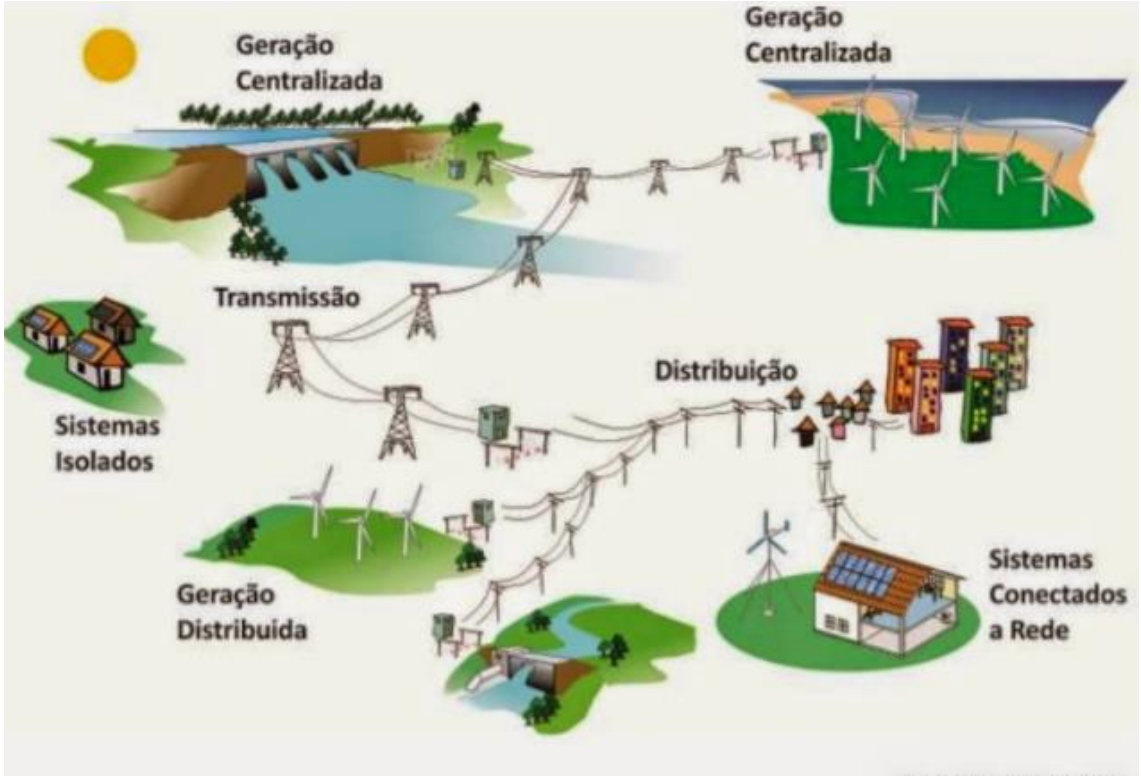
Tradicionalmente, a geração em larga escala é transmitida por linhas de transmissão de alta tensão capazes de escoar toda energia sem necessitar da proximidade fonte-carga. Após chegar aos grandes centros, as subestações de distribuição reduzem os níveis de tensão de fornecimento chegando ao ponto de entrega do consumidor. A figura 01 ilustra o modelo de geração centralizada no qual o fluxo de potência é classificado como radial e flui somente em uma direção fonte-carga. (SPIER, 2002).

Para Falcão (2013), o modelo centralizado está muito próximo de ser alterado visto que na opinião de muitos especialistas já está ocorrendo a inserção de geração distribuída em grande escala. Atualmente, com o esgotamento das grandes fontes primárias de energia e a reestruturação do sistema elétrico para absorção do acréscimo de novas demandas propostas pelos consumidores vem à tona o conceito de geração distribuída. Tal definição, diz respeito à utilização integrada ou isolada de recursos modulares por concessionárias de energia e/ou consumidores em situações que beneficiam o sistema como um todo (EPRI, 1997). Segundo Little (1999), essa reestruturação ocasionou a necessidade de nova capacidade instalada e por consequência os avanços tecnológicos impulsionaram também a inserção cada vez mais ampla de geração distribuída no sistema.

São cada vez mais latentes as reflexões sobre a implementação desse modelo através da análise do custo-benefício, tendo em vista que, embora os valores de investimento por potência instalada sejam elevados ainda (EC, 2008), a utilização de GD contribui para a diminuição de perdas, diminuição de demanda em horários de pico, além da melhoria de níveis de tensão. Se implementadas dessa forma e aliada a esses benefícios, a necessidade de expansão em redes de transmissão e distribuição podem ser reduzidas, por exemplo (SCHWARTZ, 2005).

Para Haddad e Lora (2006) a utilização desse tipo de geração, baseada na utilização de fontes alternativas tem se sustentado como uma das tecnologias de geração de eletricidade que mais crescem no mundo, no que se refere ao desenvolvimento tecnológico e de investimentos. A figura 02 representa o modelo de geração distribuída (ou descentralizada) onde diversas fontes conectadas ao longo do sistema elétrico, contribuem para o fluxo que apesar de continuar radial, pode ser bidirecional.

Figura 02 - Sistema Elétrico com inserção de Geração Distribuída



Fonte: Blog Elétrica em sua vida[6]

2.2 SOBRE MICRORREDES INTELIGENTES

As microrredes quando compreendem a utilização intensiva de tecnologias de automação e comunicação para controle e monitoramento da rede estudada, seja para fins de proteção, seja para fins de despacho de geração podem ser chamadas de inteligentes, ou *smart grids*.

Segundo Falcão (2010), transformando a rede elétrica tradicional em uma *smart grid*, pode-se implementar técnicas de otimização e estratégias de controle de despacho de geração, encurtando a distância entre fonte e carga. Além disso, Lamin (2013) afirma que a implementação da rede inteligente traz como oportunidade a tentativa de resolução de alguns dos problemas presentes atualmente no sistema elétrico brasileiro: perdas não técnicas e baixa confiabilidade são algumas das ineficiências enfrentadas e que podem ser citadas neste contexto.

---

[6] **Blog Elétrica em sua vida.** Disponível em: <http://eletricaemsuavida.blogspot.com.br/2014/08/configuracao-atual-do-sistema-eletrico.html>. Acesso em: 15 abr. 2017.

O que antes era apenas uma geração inserida em um ponto específico com o objetivo de suprir uma carga em caso de perda do fornecimento, agora passa a ser uma alternativa para prover energia interligada à rede. No entanto, para que essa GD seja conectada em situações vantajosas é preciso haver um gerenciamento inteligente da microrrede, capaz de identificar oportunidades e não provocar gastos excessivos com operação e manutenção.

Segundo Falcão (2010), é possível atribuir características diferenciadas a essas redes inteligentes. São elas: capacidade de auto recuperação, analisar, detectar e responder a falhas na rede; qualidade de energia exigida pela sociedade atual; acomodar a variabilidade de fontes e demandas; capacidade de integrar de forma transparente (*plug and play*) uma variedade de fontes de energia de várias dimensões e tecnologia; reduzir o impacto ambiental do sistema produtor de eletricidade, reduzindo perdas e utilizando fontes de baixo impacto ambiental.

Sabe-se que a medida que o conceito de *smart grid* for se introduzindo de forma incremental na realidade do sistema elétrico, novas tecnologias também serão introduzidas em certos locais da rede o que acarretará na criação de uma nova constituição de rede (que pode ser considerada “sub-rede”) (FALCÃO, 2010). Ainda segundo o autor, quanto maior for a inserção dessas tecnologias, mais as sub-redes serão evoluídas e inseridas no sistema elétrico e conectadas de forma harmoniosa com a rede superior. Assim, está sendo criada uma nova visão estrutural que irá prevalecer com a inserção de GD em grande escala.

2.3 SOBRE MICRORREDES INTELIGENTES E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O conceito de GD emerge entre os estudos e práticas e se consolida em meio à reestruturação do mercado livre de energia e ao contexto ambiental em que está se inserindo a produção de energia, sendo cada vez mais evidenciados os seus benefícios (MOREIRA; FARDIN; ENCARNAÇÃO, 2017).

No Brasil, a GD aliada a microrredes inteligentes surge como opção eficiente em meio à escassez das tradicionais formas de geração predominantes na matriz energética brasileira. Desse modo esses dois conceitos aliados têm grande potencial para se tornarem parte do sistema elétrico e passarem a ser considerados em planejamentos de redes de forma a reduzir fragilidades do sistema de geração centralizada (AZEVEDO, 2016). A economia em investimentos de linhas de

transmissão, consequente redução de perdas no sistema elétrico e estabilidade do serviço de fornecimento de energia elétrica são algumas das vantagens que podem ser mais amplamente exploradas com a união desses dois conceitos.

O avanço tecnológico na área de telecomunicação e controle inteligente do sistema elétrico resulta da viabilidade econômica dada pelas fontes de geração distribuídas aliada ao conceito de microrredes inteligentes. A proposta de aliar os dois conceitos - Geração Distribuída e Microrredes inteligentes - tem sido apresentada com o intuito de entender seus benefícios, que envolvem desde controle dos níveis de tensão até a diminuição das perdas.

Relacionado a isso, Falcão (2010), apresenta outras vantagens de seu unir esses conceitos. São eles: capacidade de analisar e detectar falhas e propor a restauração da rede; flexibilização da curva de demanda, possibilitando estudar o comportamento da curva e melhorar o desempenho no despacho de energia; melhor confiabilidade e qualidade dos índices de fornecimento de energia (linearização da curva de tensão); possibilidade de utilização de várias fontes de energia diferentes em situações variadas; redução no impacto ambiental com a utilização de energia renovável para atendimento de possíveis crescimentos vegetativos de demanda a médio e longo prazo.

2.3.1 Estudos e aplicações

São várias as possibilidades de estudo e práticas viabilizadas pela utilização conjunta de GD e *Smart Grid* em um sistema elétrico. Basta definir os objetivos a serem atingidos para nortear as ações de controle e despacho.

Inicialmente, em razão das dificuldades de analisar um sistema com várias fontes de potência, é preciso - para construir objetivos de trabalhos sólidos - identificar e classificar quais são as vantagens e para quais perfis de consumidores pretende-se utilizar a GD implementada à rede elétrica para consumo próprio e aqueles que são só agentes geradores, tendo um empreendimento próprio para exportação de energia para a rede com interesse comercial.

Sob o ponto de vista prático, tem-se que o funcionamento e implementação da tecnologia que tornam a rede inteligente podem ser feita em todas as etapas e aplicadas ao modelo de geração centralizada: geração, transmissão e distribuição (FALCÃO, 2010). Tal implantação se deu graças ao processo evolutivo no sistema

elétrico, que ocorreu de forma lenta ao longo dos anos. Apesar disso, os avanços tecnológicos obtidos nessa última década tornaram a rede elétrica inteligente, juntamente com a necessidade de otimização de recursos financeiros e ambientais, promovendo o crescimento e valorização da inserção de GD.

Aplicar o despacho de geração em tempo real, controlando a curva de demanda e o consumo no tempo, para que não ocorram ultrapassagens dos valores pré-estabelecidos em contrato, é um exemplo de aplicação possível. Tal controle evita que o sistema elétrico seja sobrecarregado e essa sobrecarga impacte nas perdas de energia e nos níveis de tensão fornecidos, além de ocasionar cortes de carga não previstos.

Acredita-se que com a inserção de geração distribuída, seja possível criar um sistema elétrico muito mais elaborado e robusto, considerando o fluxo reverso (que se opõem ao sentido do fluxo da fonte principal de atendimento) que as fontes alternativas produzem. É preciso observar melhor o comportamento e como cada fonte alternativa contribui para o fluxo de potência total do sistema elétrico.

A breve reflexão feita até aqui evidencia os caminhos possíveis de estudo e aplicações de dois conceitos muito atuais na área da engenharia elétrica: GD e microrredes inteligentes. Reunir estudos e construir simulações que conectem esses importantes componentes do sistema elétrico torna-se cada vez mais relevante para cenários práticos e teóricos, conforme evidenciaremos neste trabalho.

Alguns estudos feitos no Brasil, já evidenciaram a relevância de se utilizar tais conceitos em estudos teóricos e práticos. Abaixo, descrevemos alguns deles com viés especialmente prático. Destaca-se que esses estudos muito inspiraram as reflexões, simulações e análises desta pesquisa, visto que é trabalho muito atual.

Silva e Silva (2017) em seu estudo denominado “Avaliação técnica e econômica da inserção massiva de geração distribuída e de sistemas de armazenamento de energia em redes de distribuição”, fizeram a análise da inserção massiva de geração fotovoltaica na rede de baixa tensão utilizando armazenamento de energia para mitigação dos efeitos causados nos níveis de tensão quando há maior geração de energia. Foi constatado que a utilização de sistemas de armazenamento de energia pode suavizar os efeitos causados, além de melhorar o perfil de tensão nos horários de maior demanda de carga.

Moreira; Fardin e Encarnação (2017) em seu estudo denominado “Controle primário de uma microrrede operando sob variação de velocidade do vento,

temperatura e irradiância", propõem a análise da microrrede da Universidade Federal do Espírito Santo com painéis fotovoltaicos e turbinas eólicas, com controle de tensão para extração da máxima potência de geração. O bom desempenho dos controles fez com que o barramento não sofresse variações bruscas de tensão durante o funcionamento da microrrede reduzindo a participação da energia entregue pela distribuidora local.

A partir da leitura atenta desses e outros estudos da área, percebe-se que há a iniciativa de propor estudos em que se tem como objetivo inserir a geração distribuída como fonte alternativa ao atendimento do cliente. Além disso, são necessários cuidados com a variação dos níveis de tensão, quando ocorre a inserção massiva de GD de forma próxima a contínua.

Porém, nesta pesquisa, além do estudo da inserção da GD disponível e dos cuidados com a variação dos níveis de tensão, acredita-se ser pertinente um estudo de previsão de demanda com o objetivo de utilizar a GD como forma de mitigar possíveis multas por ultrapassagens de demanda e, assim, essa utilização ser efetiva e benéfica também do ponto de vista econômico.

2.3.2 Justificativas para utilização: análise econômica

A distribuição de energia no Brasil faz parte de um mercado regulado por normas ditadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) - seu órgão regulamentador. Quando consideramos especificamente as regulamentações relacionadas com aspectos econômicos, destaca-se atualmente, a resolução normativa nº 547[7], de 16 de abril de 2013, que estabelece os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias na cobrança do consumo de energia. A partir disso, desde o ano de 2015, tem-se em prática um novo sistema tarifário[8] e, por consequência, um novo modelo econômico a considerar conforme figura 03 abaixo.

---

[7] **Resolução Normativa Nº 547.** Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013547.pdf>. Acesso em: 27 fev. 2018.

[8] **Tarifas Consumidores - ANEEL.** Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em: 15 jan. 2018.

Figura 03 - Representação do modelo de bandeiras tarifárias em vigência no Brasil

Fonte: CPFL Energia (2017)[9].

Esse novo modelo é baseado em bandeiras tarifárias classificadas de acordo com a fonte que produz energia elétrica fornecida ao consumidor. Têm-se três bandeiras sendo elas: verde, amarela e vermelha, sendo esta última podendo ser categorizada como patamar 1 e patamar 2.

Tais bandeiras indicam a quantidade de usinas termelétricas (energia mais cara) que estão sendo utilizadas no sistema elétrico para compensar a falta de geração de energia com hidrelétricas (energia mais barata). Isso acontece no período de estiagem, e considera-se uma variável fora de controle, bem como de difícil previsão. Além disso, também é fator impactante no custo de energia, o horário em que ela está sendo consumida. Para cálculo, são utilizadas duas definições: o período definido como “horário de Ponta” (entre 18h e 21h) e o que é denominado “horário de Fora Ponta” (o restante do período diário).

Por fim, compreende também em toda a análise econômica o chamado contrato de demanda. Consumidores são classificados em dois grandes grupos (A e B) e subgrupos (A1, A2, etc.), conforme o nível de tensão de fornecimento. A classificação se dá conforme tabela 01 a seguir:

[9] **Bandeiras Tarifárias**. Disponível em: <https://www.cpfl.com.br/atendimento-a-consumidores/bandeira-tarifaria/Paginas/default.aspx>. Acesso em: 20 nov. 2017.

Tabela 01 - Classificação dos consumidores em grupos de atendimento

Grupo	Classificação	Características
GRUPO A	A1	230 kV ou mais
	A2	88 kV a 138 kV
	A3	69 kV
	A3a	30 kV a 44 kV
	A4	2,3 a 25 kV
Grupo B	B1	Residencial / res. Baixa renda
	B2	Rural
	B3	Nem residencial nem rural
	B4	Iluminação Pública

Fonte: Do autor adaptado de Resolução Normativa ANEEL n. 414/2010[10].

Para este trabalho, o interesse está no grande grupo A, mesmo grupo do estudo de caso a ser analisado. Este grupo tem a necessidade de contratar demanda (potência ativa) e controlar a sua potência reativa (fator de potência), sujeito a cobrança de multa em caso de violação destes valores. Atualmente são as seguintes opções de modalidades tarifárias para este grupo:

I) Tarifa Horária Azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia.

II) Tarifa Horária Verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência.

Esses fatores e modalidades influenciam no cálculo do valor pago pela demanda contratada e energia consumida no final do mês conforme figuras 04, 05 e 06 de valores da última revisão tarifária feita pela concessionária RGE Sul:

[10] Resolução Normativa n. 414/2010. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>. Acesso em: out. 2017.

Figura 04 - Tabela de Taxas e Tarifas - Tarifa Horária Verde

TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA DA RGE SUL - RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.218

Tarifa Horo-Sazonal Verde

*Tarifa sem impostos
*Tarifa sem adicional de bandeiras

DESCRIÇÃO	DEMANDA ATIVA R$/kW	DEMANDA REATIVA R$/kW	ULTRAP. DEMANDA R$/kW	DEMANDA COMPLEMENTAR R$/kW
SUBG.A4 (2,3 kV A 25 kV)				
INDÚSTRIA - COMÉRCIO - PODER/SERVIÇO PÚBLICO	17,990	17,990	35,980	17,9900
SERVIÇO PÚBLICO ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO	15,2915	17,990	35,980	15,2915
RURAL	16,1910	17,990	35,980	16,1910
RURAL IRRIGANTE	16,1910	17,990	35,980	16,1910

CONSUMO ATIVO R$/kWh		
DESCRIÇÃO	PONTA	FORA PONTA
SUBG.A4 (2,3 kV A 25 kV)		
INDÚSTRIA - COMÉRCIO - PODER/SERVIÇO PÚBLICO	1,050630	0,277050
SERVIÇO PÚBLICO ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO	0,893036	0,235493
RURAL	0,945567	0,249345
RURAL IRRIGANTE	0,945567	0,249345
	Reservado	0,083115

CONSUMO REATIVO R$/kWh		
DESCRIÇÃO	PONTA	FORA PONTA
SUBG.A4 (2,3 kV A 25 kV)		
INDÚSTRIA - COMÉRCIO - PODER/SERVIÇO PÚBLICO	0,252030	0,252030
SERVIÇO PÚBLICO ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO	0,252030	0,252030
RURAL	0,252030	0,252030
RURAL IRRIGANTE	0,252030	0,252030
	Reservado	0,252030

Fonte: Taxas e Tarifas RGE Sul[11].

[11] **Taxas e Tarifas RGE Sul**. Disponível em: <http://servicos.rgesul.com.br/grandesclientes/site/content/informacoes/tarifas_e_taxas.aspx>. Acesso em: 26 fev. 2018.

Figura 05 - Tabela de Taxas e Tarifas - Tarifa Horária Azul

Tarifa Horo-Sazonal Azul

*Tarifa sem impostos
*Tarifa sem adicional de bandeiras

DESCRIÇÃO	DEMANDA ATIVA R$/kW			DEMANDA REATIVA R$/kW	
	PONTA	FORA PONTA	R$/MWh	PONTA	FORA PONTA
SUBGRUPO A1 (230kV OU MAIS)					
INDÚSTRIA - COMÉRCIO - PODER/SERVIÇO PÚBLICO	5,23	5,34	22,82	5,34	5,34
SUBGRUPO A2 (88kV A 138 kV)					
INDÚSTRIA - COMÉRCIO - PODER/SERVIÇO PÚBLICO	14,27	11,21	26,71	11,21	11,21
SERVIÇO PÚBLICO ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO	12,1295	9,5285	22,7035	11,21	11,21
SUBGRUPO A3 (69 kV)					
INDÚSTRIA - COMÉRCIO - PODER/SERVIÇO PÚBLICO	11,90	10,09	30,71	10,09	10,09
SERVIÇO PÚBLICO ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO	10,1150	8,5765	26,1035	10,09	10,09
RURAL	10,7100	9,0810	27,6390	10,09	10,09
SUBGRUPO A4 (2,3 kV A 25 kV)					
INDÚSTRIA - COMÉRCIO - PODER/SERVIÇO PÚBLICO	26,70	17,99	35,52	17,99	17,99
SERVIÇO PÚBLICO ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO	22,6950	15,2915	30,1920	17,99	17,99
RURAL	24,0300	16,1910	31,968	17,99	17,99
RURAL IRRIGANTE	24,0300	16,1910	31,968	17,99	17,99

Fonte: Taxas e Tarifas RGE Sul[12].

[12] **Taxas e Tarifas RGE Sul**. Disponível em: <http://servicos.rgesul.com.br/grandesclientes/site/content/informacoes/tarifas_e_taxas.aspx>. Acesso em: 26 fev. 2018.

Figura 06 - Tabela de Taxas e Tarifas - Tarifa Horária Azul (continuação)

DESCRIÇÃO	DEMANDA ULTRAPASSAGEM R$/kW		CONSUMO ATIVO R$/kWh		CONSUMO REATIVO R$/kWh	
	PONTA	FORA PONTA	PONTA	FORA PONTA	PONTA	FORA PONTA
SUBGRUPO A1 (230kV OU MAIS)						
INDÚSTRIA - COMÉRCIO - PODER/SERVIÇO PÚBLICO	10,46	10,68	0,390380	0,264350	0,252030	0,252030
SUBGRUPO A2 (88kV A 138 kV)						
INDÚSTRIA - COMÉRCIO - PODER/SERVIÇO PÚBLICO	28,54	22,42	0,394270	0,268240	0,252030	0,252030
SERVIÇO PÚBLICO ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO	28,54	22,42	0,335130	0,228004	0,252030	0,252030
SUBGRUPO A3 (69 kV)						
INDÚSTRIA - COMÉRCIO - PODER/SERVIÇO PÚBLICO	23,80	20,18	0,398270	0,272240	0,252030	0,252030
SERVIÇO PÚBLICO ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO	23,80	20,18	0,338530	0,231404	0,252030	0,252030
RURAL	23,80	20,18	0,358443	0,245016	0,252030	0,252030
SUBGRUPO A4 (2,3 kV A 25 kV)						
INDÚSTRIA - COMÉRCIO - PODER/SERVIÇO PÚBLICO	53,40	35,98	0,403080	0,277050	0,252030	0,252030
SERVIÇO PÚBLICO ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO	53,40	35,98	0,342618	0,235493	0,252030	0,252030
RURAL	53,40	35,98	0,362772	0,249345	0,252030	0,252030
RURAL IRRIGANTE	53,40	35,98	0,362772	0,249345	0,252030	0,252030
			RESERVADO	0,083115		0,252030

Fonte: Taxas e Tarifas RGE Sul[13].

Com os valores conhecidos das tarifas horários, é muito importante que o contrato de demanda esteja ajustado com aquilo que se realmente necessita e o consumo de energia esteja de acordo com a melhor modalidade tarifária. Não havendo esse alinhamento e adequação, pode ocorrer a ultrapassagem dos valores contratados e utilizados, o que resulta na aplicação de multas por excesso de consumo. Destaca-se que essas multas, são prejudiciais tanto para o consumidor,

[13] **Taxas e Tarifas RGE Sul**. Disponível em: <http://servicos.rgesul.com.br/grandesclientes/site/content/informacoes/tarifas_e_taxas.aspx>. Acesso em: 26 fev. 2018.

quanto para a concessionária: para o consumidor é um grande prejuízo financeiro, enquanto para a concessionária, prejudica o planejamento do sistema elétrico.

Esses esforços, poderiam ser melhor aproveitados com o investimento em um sistema de geração distribuída que além de evitar possíveis violações poderia reduzir a demanda e as perdas no ponto de conexão com a concessionária.

2.3.3 Aspectos Positivos e Negativos

Diante do exposto até o momento, é possível constatar que a geração distribuída traz mais benefícios do que malefícios ao sistema elétrico. Destaca-se especialmente a redução de perdas e a melhoria nos níveis de tensão quando há a proximidade da fonte com a carga, fazendo com que investimentos na transmissão sejam reduzidos ou postergados visto que esta etapa é transpassada na análise de fluxo de potência deste modelo.

Em termos de níveis de tensão, os benefícios estão envoltos no fato de que com o aumento da demanda em certo período estudado, a tendência é que a tensão sofra um decréscimo proporcional devido a característica da carga. Isso não ocorre se tivermos uma geração despachando energia nesse mesmo instante auxiliando a fonte principal, não havendo uma linearização na curva dos níveis de tensão (RODRIGUES, 2000).

Para além disso, sabendo-se que a geração distribuída implementada visa a diminuição de perdas, regulação dos níveis de tensão e que absorva o conceito de sustentável, a sua utilização se dá de várias formas: construção de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) para produção de energia e escoamento no Sistema de Distribuição de Alta Tensão (SDAT) ou Sistema de Distribuição de Média Tensão (SDMT) da distribuidora; Construção de um sistema para produção de energia em *backup*, ou seja, na falta de fornecimento da distribuidora, têm-se uma segunda fonte; construção de um sistema para a produção de energia baseado no consumo dos contratos de demanda a fim de evitar a ultrapassagem, sobre carregamento do sistema elétrico e problemas de tensão.

Todas as situações são de grande interesse tanto para a distribuidora quanto para o cliente, já que há um crescimento vegetativo no sistema elétrico e as obras de melhoria não seguem o mesmo ritmo, seja por dificuldades de execução, seja pela situação econômica.

Na análise elétrica, os benefícios encontrados como melhoria nos níveis de tensão e confiabilidade e qualidade no fornecimento de energia superam o esforço em analisar o comportamento do fluxo de potência com a inserção de diversas fontes produzindo energia (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009) (MOREIRA; FARDIN; ENCARNAÇÃO, 2017). Já no aspecto econômico, essa diferença pode ser percebida no momento em que a fatura de energia é comparada.

Diante das alternativas citadas acima, que norteiam um cenário realista otimista, é indiscutível que irá ocorrer uma disseminação em larga escala de projetos envolvendo GD. Vendo por outro lado, a inserção de inúmeras fontes distribuídas no sistema pode ocasionar também alguns problemas. Isso porque nem todas as fontes terão o mesmo comportamento elétrico, a mesma quantidade de potência gerada e injetada na rede - ou o mesmo ciclo de operação. Assim, o sistema elétrico se torna extremamente dinâmico e despachando a geração baseada em termos de tensão e potência, o que influencia diretamente no fluxo de potência (MOREIRA; FARDIN; ENCARNAÇÃO, 2017), (CHOWDHURY; CHOWDHURY; CROSSLEY, 2009).

Algumas dificuldades que impedem o crescimento do modelo GD aliada à redes inteligentes podem ser evidenciadas. São elas: a maioria dos agentes do setor elétrico ainda não reconhecem suas vantagens; a base regulatória do setor possui deficiências e ainda não reconhece a implementação de GD como investimento; pouca maturidade tecnológica de alguns tipos de geradores, o que ocasiona a falta de informações mais específicas para uma possível análise de simulação; em função dessa falta de experiências, resultante do não conhecimento de outros modelos de sistema de energia elétrica, pode-se mencionar também a visão incorreta dos conceitos de GD e *Smart Grid* entre os agentes do setor elétrico (LOPES; FERNANDES; MUCHALUAT- SAADE, 2015).

Por ter sido implementada em pequena escala e em raros pontos, não se pôde observar problemas de grande porte no passado, provocados com a inserção desta modalidade em grande escala no sistema elétrico. Fontes alternativas de geração distribuída possuem um ponto negativo de grande influência: por serem baseadas em eventos naturais, o seu comportamento é pouco previsível de curto a médio prazo, o que acaba por vezes provocando excedentes ou falta de energia gerada na rede elétrica.

De fato, apesar do custo de operação dessas fontes ser mínimo, o custo por não tê-las disponíveis pode ser bem elevado. Além disso, a variação da capacidade

de despacho de geração influencia diretamente na variação de níveis de tensão. Isso significa que despachar energia sem nenhum tipo de controle pode prejudicar o sistema elétrico em um nível mais alto daquele que se está tentando solucionar[14].

Observando a evolução histórica e as atuais necessidades do segmento de consumo e produção de energia, podemos considerar que, de fato a utilização da geração distribuída produz impactos prioritariamente positivos, tanto no aspecto operacional quanto no aspecto econômico.

2.4 CONCLUSÕES GERAIS DO CAPÍTULO

As reflexões apresentadas neste capítulo permitiram visualizar e responder alguns questionamentos fundamentais para esta pesquisa. Pôde-se evidenciar a necessidade latente de que a implementação de GD ao sistema elétrico tenha sua tecnologia comercialmente viável, com baixo risco e adequado às necessidades de consumo para o público (ALAM E GAO, 2007).

Mencionar baixo risco significa dizer que, em caso de falhas, a operação da GD não pode apresentar riscos à rede em que ela está conectada. Para isso, o sistema necessita de um controle inteligente e viável capaz de analisar diversas situações adversas ou limitações para que, a partir disso, possa reconfigurar a rede de tal forma que não ponha em risco sua operação.

Diante do exposto até o momento, é motivo principal pelo qual as redes inteligentes estão cada vez mais utilizadas de forma aliada à GD, pois as mesmas oferecem a capacidade de controlar monitorar e executar quaisquer ações em tempo real, dado uma condição extraordinária de acordo com a necessidade da inserção ou retirada da GD.

---

[14] **Desafios da geração de energia intermitente.** Disponível em: <*http://www.anacebrasil.org.br/noticias/desafios-da-geracao-de-energia-intermitente/*>. Acesso em: 04 dez. 2017.

3 PLANEJAMENTO E PREVISÃO DE DEMANDA COM DESPACHO DE GERAÇÃO APLICADO A CONTROLE INTELIGENTE ADAPTATIVO

Sabe-se que o ato de planejar é decidir agora o que vai ser feito no futuro. Nesse sentido, segundo Martins e Laugeni (2005), planejamento é o processo que descreve as atividades necessárias para ir da realidade ao objetivo final estipulado. Nessa etapa são avaliadas e determinadas todas as ações no tempo presente que irão ser implementadas no futuro. Portanto, para planejar uma ação, o primeiro passo é estimar ou prever o futuro considerando determinada necessidade para, a partir disso, ser possível definir o que é primordial para atingir os objetivos pretendidos.

No âmbito da engenharia elétrica, são vários os estudos que utilizam planejamento como aspecto norteador de pesquisa, bem como cresce o número de profissionais de engenharia responsáveis por planejamento nas empresas privadas, especialmente em concessionárias de energia. Tanto para estudos teóricos quanto para definições práticas em campo, antes de se iniciar um planejamento elétrico, define-se primeiramente o período de tempo em que o estudo será aplicado, bem como o período em que o mesmo é atualizado.

Um exemplo clássico de planejamento de rede elétrica em alta tensão muito utilizado é a Programação Diária de Operação Eletroenergética (PDE), utilizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), e que segundo Ferreira (2012, p.52) “(...) tem o propósito de otimizar a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN) determinando a geração hidráulica, térmica e a troca de energia entre os subsistemas e os agentes de geração obedecendo a um intervalo de 30 (trinta) minutos para informar a previsão de carga integralizada do SIN, baseado na política de operação do PMO”. Destaca-se que a sigla PMO significa Plano Mensal da Operação.

Desse modo, pode-se dizer que este estudo é atualizado com base em um planejamento na situação atual da rede, ou seja, o modelo utilizado é reflexo das características existentes da rede estudada. A proposta desta pesquisa também parte dessa mesma reflexão: planejar e tomar decisões relevantes ao sistema elétrico em tempo real a partir de dados coletados em campo e sempre considerando a situação atualizada da rede elétrica.

De modo a contextualizar as perspectivas de análises, os próximos tópicos foram desenvolvidos.

3.1 IMPORTÂNCIA DO PLANEJAMENTO E TOMADA DE AÇÕES EM CURTISSIMO PRAZO PARA OPERAÇÃO

Sabe-se que na década de 20, tinha-se como visão inicial e objetivos de um sistema elétrico, o ato de despachar energia da forma mais econômica possível, considerando a capacidade dos geradores que estavam disponíveis. Atualmente, tal visão é insuficiente em se tratando de um sistema elétrico de grande porte e que sendo melhor planejado a forma como ocorre o despacho de energia, poderá trazer benefícios à capacidade operacional, além do acréscimo de confiabilidade e qualidade no fornecimento de energia.

Com o crescimento acelerado e uma complexidade cada vez maior do sistema elétrico, as imposições regulatórias relacionadas à qualidade no fornecimento de energia fizeram com que técnicas computacionais fossem aprimoradas com o objetivo de eliminar problemas de convergência e propor uma solução confiável ao sistema. Tais técnicas de operação da rede elétrica contribuem para que o tempo de resposta operacional seja reduzido e traga ao operador/planejador de rede a possibilidade de tomar decisões em tempo real.

Considerando que atualmente no Brasil a maior parte da geração de energia provêm de recursos hídricos e evidenciando também os problemas que a escassez de chuvas podem acarretar no sistema elétrico, é cada vez mais latente a necessidade de otimizar o sistema ao longo do tempo. Nesse sentido, são três as análises e noções de tempo que norteiam o planejamento elétrico: longo, médio e curto prazo.

Em longo e médio prazo existem várias ferramentas já formalizadas e estudos estabelecendo metas e diretrizes considerando altos níveis de otimização global do sistema elétrico. Porém, em curto ou curtíssimo prazo (também chamado pré-despacho), não se tem soluções tão evoluídas, mesmo quando os horizontes são baseados em curvas de carga diária, por exemplo (SALMAZO, 1997).

Mencionar planejamento e tomada de decisões em curtíssimo espaço de tempo significa dizer que em um breve intervalo, o sistema será reconfigurado, seja para corrigir um problema de proteção (isolar um defeito ou uma falta), ou

contingência, impedindo o desligamento de vários consumidores por um longo período. Além disso serve também para acionar o despacho de geração em função da sobrecarga de uma linha de transmissão/distribuição, ou transformador, etc.

Percebendo essa importância, o propósito deste trabalho é planejar no instante do pré-despacho para ter uma ação predefinida a ser tomada no controle dos geradores. A ideia é propor um despacho de geração relacionando a previsão de demanda com a necessidade de inserção de fontes alternativas em determinado momento no tempo, utilizando-se de métodos de controle e previsão baseado em dados de medições atualizadas. Pretende-se implementar um método de previsão em que o erro entre a medição prevista e a realizada seja mínima possível.

Mais especificamente com base no caso analisado neste trabalho, têm-se o foco em definir ações de despacho de geração inteligente e adaptativo para consumidores do grupo A e, diante desse contexto, pretendemos analisar a curva de carga com intervalo proposto de 15 minutos fazendo a previsão do próximo ponto e despachando a geração necessária para evitar ultrapassagens no contrato de demanda.

3.2 MODELOS MATEMÁTICOS DE PREVISÃO

Os métodos de previsão são modelos matemáticos clássicos (heurísticos e estatísticos) e os não convencionais baseados em inteligência artificial, (sistemas especialistas, redes neurais artificiais, sistemas nebulosos e etc.) (GUIRELLI, 2006), (SPERANDIO; BERNARDON; GARCIA; SILVA; BORDIN; BORDIGNON, 2010). Esses estudos servem para prever o próximo ponto de forma otimizada, que significa dizer que, utilizando esses recursos é possível obter dados futuros permitindo ao planejador nortear uma ação pré-definida.

Apesar disso, cabe destacar também que, desenvolver modelos matemáticos de previsão de demanda exige estudos mais aprofundados e de maior complexidade. Para esta dificuldade estão sendo implementados modelos com a utilização de inteligência artificial, como por exemplo Redes Neurais Artificiais com a implementação de lógica *Fuzzy* modelando a sua generalização (KOR, TIMUR e TEKE, 2017).

Para determinar o melhor e mais adequado método de previsão, considerando a análise temporal (como é o caso desta pesquisa), o desafio é

entender qual o comportamento das grandezas de estudo ao longo do período de análise, visto que podem ocorrer variações de maneira expressiva e não prevista (RITZMAN & KRAJEWSKI, 2004).

Ainda segundo esses autores, os padrões básicos das análises consideradas temporais são: horizontal, tendência, sazonal, cíclico, e aleatório (RITZMAN & KRAJEWSKI, 2004). Sobre cada um desses padrões, há especificações, que são detalhadas a seguir:

Horizontal: padrão que considera a flutuação de dados de acordo com uma média constante de variação

Tendência: considera o aumento ou diminuição sistemático nas médias da série ao longo do período analisado.

Sazonal: padrão repetitivo, de aumento e/ou reduções graduais ao longo do dia, mês ou ano.

Cíclico: considera aumentos ou diminuições graduais da demanda menos previsíveis em períodos mais longos de tempo (anos ou décadas)

Aleatório: variação que não pode ser prevista, que não possui comportamento possível de se estudar.

Os quatro primeiros padrões citados, possibilitam diversas combinações entre si, bastando considerar as situações de estudo e um período de tempo determinado. Já o último padrão - aleatório, como o próprio nome diz, é um acaso e não segue nenhuma característica. Desse modo, esta pesquisa considerará para análise de rede elétrica os quatro primeiros padrões como métodos de previsão de demanda.

3.3 APLICAÇÕES PRÁTICAS

Os modelos de previsão podem ser classificados com quantitativos e qualitativos. Neste trabalho utilizaremos os modelos quantitativos que se baseiam em técnicas estatísticas aplicadas a análise de banco de dados (LUSTOSA, 2008).

Com base nesses modelos, o trabalho abordará dois possíveis métodos chamados de Regressão Linear e Média Móvel. Após a análise da teoria e de cada uma das abordagens, relacionadas ao propósito de estudo, verificou-se o melhor método a ser utilizado para esta pesquisa, visto que buscamos aquele que minimize o erro de previsão de demanda.

3.3.1 Modelo de previsão - Média Móvel

Esse modelo é usado basicamente para analisar dados em um certo período ou intervalo de tempo. Tem como aplicação essencial a área de finanças e o que envolve análises técnicas. O seu principal objetivo é fornecer o próximo valor como um valor médio dentro do período escolhido. No caso da média móvel simples, todos os valores analisados terão o mesmo peso e o próximo valor adicionado faz com que o primeiro dos valores anteriores seja descartado. A equação a seguir representa o próximo ponto previsto baseado nos dois anteriores:

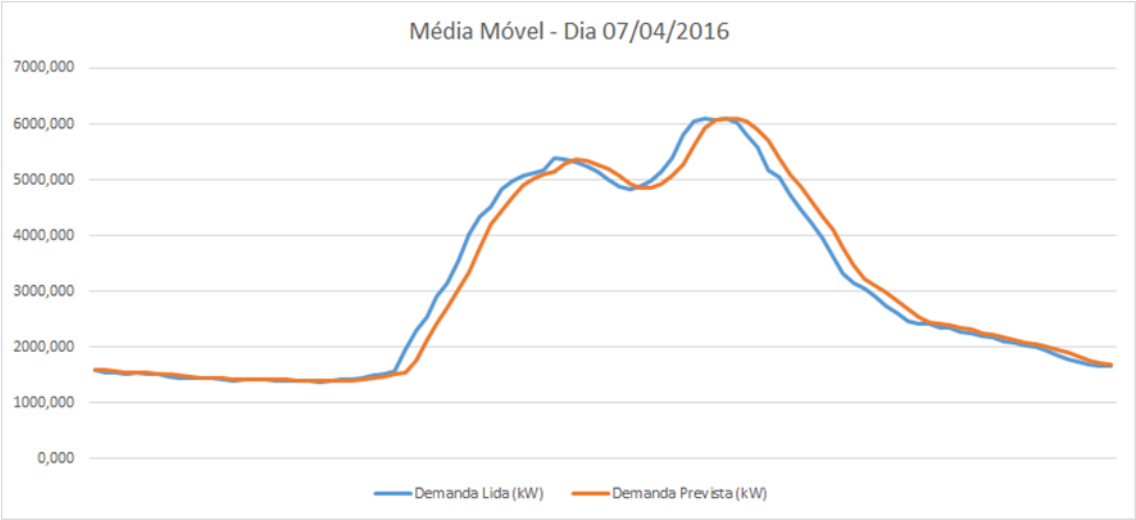
$$P(i) = \frac{P(i-1) + P(i-2)}{2} \tag{1}$$

Onde: $P(i)$ = valor previsto para o instante i.

A principal característica da análise por média móvel é o seguimento de uma tendência no comportamento. Ela não verifica nem antecipa uma mudança que possa ocorrer no comportamento da demanda. Somente depois que ocorrer essa mudança é que ela passa a representar isso. Ou seja, ela estará sempre um passo atrás para identificar uma possível ação.

Em longo prazo e com tendências que demoram a se concretizar, não é sugerido utilizar esse método. Já em uma análise em curto ou curtíssimo prazo, como é o caso desta pesquisa, é possível utilizá-lo obtendo bons resultados, mesmo que exista a possibilidade de erro na previsão. Os cálculos e breve análise comparativa são apresentados na figura 07 que permite verificar a diferença entre a demanda real e a prevista pela Média Móvel.

Figura 07 - Comparação entre curvas de demanda real x prevista - Média Móvel



Fonte: Autor.

Foi utilizado o dia 07/04/2016 como referência para comparações pois identificou-se neste dia que ocorreu uma das maiores ultrapassagens no decorrer do período analisado. Pôde-se verificar que a Média Móvel promoveu um *offset* na curva de demanda o que ocasionaria o atraso na atuação de despacho da geração resultado do *delay* visto no gráfico.

3.3.2 Modelo de Previsão - Regressão Linear

A regressão linear simples é um modelo que visa encontrar uma equação linear (reta) que descreva a relação entre duas variáveis. Da mesma forma que a média móvel, o objetivo é que o modelo possa prever um ponto futuro, para que sejam tomadas ações de controle, por exemplo.

A cada dois pontos conhecidos, calculam-se dois coeficientes, sendo eles denominados *a* e *b.* O coeficiente *a* é o valor da reta em determinado ponto quando a variável independente da função é igual a 0, enquanto *b* é o coeficiente angular da equação da reta calculada. Então, com a equação da reta prevê-se o terceiro ponto dado um passo de tempo.

Vale ressaltar que nem todas as relações podem ser aproximadas por um modelo linear. Porém, no estudo de caso desta dissertação o comportamento verificado na análise da variável de controle ocorre em um curto espaço de tempo,

sendo a aproximação linear bastante aceitável. Comportamentos de longo prazo, como o cíclico e o sazonal, não interferem no período estudado.

Para ajustar a reta que determina o próximo ponto previsto é necessário aplicar o método dos mínimos quadrados que visa justamente encontrar os coeficientes *a* e *b* que seguem a tendência. As equações a seguir representam os coeficientes *a* e *b:*

$$a = \frac{\sum y - b * \sum x}{n} \tag{2}$$

$$b = \frac{n * \sum x * y - \sum x * \sum y}{(n * \sum x^2) - \sum x^2} \tag{3}$$

Onde: n é o números de pontos.

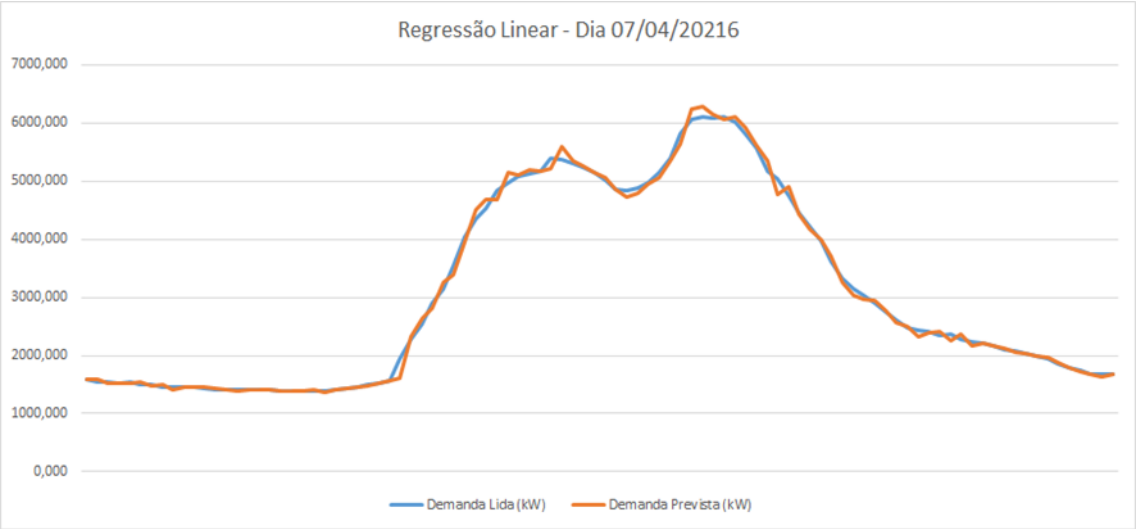
X é o tempo em horas

Y é a demanda em kW

A vantagem principal de se utilizar o método dos mínimos quadrados para modelar a regressão linear é que o mesmo obtém as melhores estimativas, ou seja, não segue uma tendência. Porém, uma desvantagem é o fato de que a análise com pontos próximos e com raros desvios maiores, com este método os desvios serão influentes para definir o comportamento quando comparado aos demais pontos que não sofrem tais desvios. Como este trabalho tem como metodologia de cálculo utilizar sempre 2 pontos como formadores da reta prevista, o efeito da variação brusca de um dos valores acarretará numa diferença um pouco maior entre o ponto previsto e o ponto lido. Mas, verificando o comportamento das curvas de cargas, situações relacionadas a variações bruscas ocorrem mais em falhas de medição ou cortes de energia onde a potência varia abrupta e instantaneamente. Caso contrário, tais situações não serão influenciadoras no estudo.

A partir da curva prevista no mesmo dia ao modelo anterior (figura 07), tem-se pelo modelo de Regressão Linear a figura 08 abaixo as diferenças entre a demanda real e a demanda prevista novamente.

Figura 08 - Comparação entre curvas de demanda real x prevista - Regressão Linear



Fonte: Autor.

É possível verificar que para o mesmo dia de análise, o modelo de regressão linear aplicado acompanhou o comportamento da curva original pela curva prevista, com pequenas diferenças, mas que não comprometeram o despacho de geração apresentando mínimo erro comparativo entre demandas.

A ideia do despacho de geração de forma inteligente e adaptativa utilizando modelos de previsão de demanda clássico é que as máquinas sejam ligadas conforme a necessidade da variável de controle. Assim, a entrada e saída dos geradores do sistema proposto pode ser controlado por um algoritmo que visa a otimização de outras variáveis que se deseja resolver como: perdas de energia, níveis de tensão, carregamento, ou correção do fator de potência.

No estudo de caso que será apresentado o objetivo é evitar a ultrapassagem de demanda, que ocasiona uma multa bastante elevada, com o mínimo de geradores necessários, pois a energia produzida por si só não compensa os custos de operação, apesar de ajudar a reduzi-los. Então, uma estratégia de controle simplesmente baseada em horários fixos pode gerar mais custos do que economia.

3.3.3 Redes Neurais Artificiais e Lógica Fuzzy

Entre os métodos de previsão denominados como não convencionais, e comumente chamados de inteligência artificial, podem-se destacar as Redes Neurais Artificiais (RNA) e a Lógica Fuzzy.

As RNA surgiram para solucionar problemas de séries temporais (proposta desta pesquisa), pelo fato de possuir uma capacidade elevada de processamento de variáveis não lineares de entrada e saída. Além disso, esse método possui capacidade de aprendizado e generalização, associação e buscas paralelas (BALLINI, 2000).

A rede neural consegue assimilar características de periodicidade, e tendência (também características deste trabalho). Porém, para que a RNA seja treinada e capacitada, são necessários vários estudos quanto às variáveis de entrada, número de neurônios, entre outros ajustes de maior complexidade. Ainda, seu treinamento exige longos tempos de processamento e simulação, e um amplo banco de dados, o que nem sempre está disponível.

Segundo Guirelli (2006), a Lógica Fuzzy foi desenvolvida para aproximar teoria e prática, permitindo que fosse possível a observação e análise da imprecisão, incerteza e até mesmo a linguagem humana representada pela matemática. Diferentemente da lógica convencional, que usa valores discretos entre 0 e 1, a Lógica Fuzzy aceita valores que variam entre um intervalo mínimo e máximo. Ou seja, ele classifica o valor recebido e transforma num índice de relevância variando de 0 a 100%. Não há “verdadeiros” ou “falsos” e sim grau de relevância ou pertinência.

Ainda segundo Guirelli (2006), para utilização da Lógica Fuzzy como previsão de carga, utilizam-se relações lógicas do tipo “Se… Então...”, traduzindo complexas relações. Citando as variáveis de previsão de carga como exemplo, pode-se, com esse método, obter a relação entre o pico de demanda e a temperatura máxima do dia, entre outras combinações.

No caso de utilização desse modelo para previsão de carga, devido ao grande número de combinações de dados, variáveis de entrada e saída, encontrar um molde que ajustasse todo esse banco de dados seria extremamente difícil e necessita de um processo automático externo para resolução do problema.

Trazendo a utilização desse modelo para o curtíssimo prazo de previsão (intervalos que variam de 15 minutos a algumas horas), segundo Charytoniuk (2000), essa abordagem requer um relacionamento de variáveis diferente do tradicional, que propõem a modelagem entre carga, tempo, temperatura e outros fatores de correção de carga. É necessário extrapolar o padrão de carga observado para o futuro mais próximo.

Diante disso, Charytoniuk (2000) propõe uma nova abordagem utilizando redes neurais para previsão da dinâmica da carga. Ao invés de prever a carga, ele propõe a previsão do incremento da carga levando a uma maior precisão. Desse modo, o tempo do dia e os incrementos passados dos outros dias são levados em consideração como variáveis de entrada, eliminando a sensibilidade com relação a exigência de ter todo banco de dados de carga e condições climáticas para treinamento, além de possíveis condições previstas erroneamente.

O autor ainda justifica como premissa de seu trabalho, que dois dias com temperaturas diferentes terão curvas de carga diferente, porém terão o mesmo acréscimo de carga durante o período analisado (CHARYTONIUK, 2000). Através de gráficos, ele comprova que com um treinamento diário, o método proposto pelo artigo se saiu extremamente melhor e pronto para ser utilizado em previsões de demanda de curtíssimo prazo.

Outros trabalhos como os de Ertugrul (2016), Rana e Koprinska (2016) e Dudek (2016) também empregam sistemas ditos de inteligência artificial para previsão de carga. Ambos destacam o esforço de treinamento, porém o erro obtido em ações de curtíssimo prazo não é tão inferior ao de uma regressão linear simples ou múltipla, como apresentado por Clements, Hurn e Li (2015) e Bracale et al. (2017).

3.4 CONCLUSÕES GERAIS DO CAPÍTULO

A partir do exposto neste capítulo, é possível perceber que os modelos de previsão, tanto clássicos (Média Móvel e Regressão Linear) quanto os não convencionais (Inteligência Artificial aplicado a Redes Neurais) apresentam boa performance quando o objetivo é prever o próximo ponto de demanda e definir uma ação a ser tomada na rede para despacho de geração. Em contraponto, ambos os modelos, apresentam erros quando comparados aos dados reais colhidos, porém

em termos de utilização, os não convencionais se mostraram com maior complexidade na modelagem devido a necessidade de um grande banco de dados para treinamento e testes.

De modo geral, é possível afirmar que os modelos clássicos se mostraram mais práticos com relação a modelagem e simulação por não necessitar de banco de dados, sendo que em termos de eficiência, ela é medida pelo erro médio e absoluto. O método de regressão linear obteve maior desempenho gerando uma curva mais próxima da curva real de demanda analisada, do que o modelo de média móvel que promove uma defasagem na curva original aumentando os erros percentuais por iteração.

É válido, portanto, aplicar métodos de previsão de demanda que funcionam como gerenciadores de despacho de energia e que utilizam os parâmetros elétricos com o intuito de otimização da utilização do recurso energético na rede elétrica. Níveis de tensão e perdas de energia são exemplos de parâmetros desta aplicação assim como o carregamento está sendo utilizado.

Dessa forma, a implementação desse sistema de despacho de geração baseado em previsão de demanda (tempo real) traz benefícios como a redução das perdas de energia para a concessionária, controle dos níveis de tensão e fator de potência. Já como consequência econômica, há a possibilidade de previsão da curva de carga ponto a ponto, sendo possível utilizar fontes alternativas de geração para reduzir o consumo de energia da rede da concessionária, visando impedir que ocorram ultrapassagens de demanda. Tais ultrapassagens ocasionam não somente a sobrecarga do sistema elétrico, mas também o pagamento de multas bastante elevadas, o que justifica a necessidade e vantagem de utilização do despacho de geração também para a instituição consumidora.

4 METODOLOGIA

Este capítulo tem como objetivo apresentar a metodologia escolhida neste trabalho para viabilizar o despacho da geração a fim de controlar o contrato de demanda por meio dois tipos de controle. São eles: controle estático, que consiste no despacho de geração baseado em dados estatísticos obtidos com a análise prévia da curva de demanda e o segundo controle, dinâmico, que faz a leitura de dois pontos de demanda e prevê a próxima ação a ser tomada no tempo, caracterizando o Despacho de Geração em Tempo Real (DGTR).

Também estarão demonstradas neste capítulo, as simulações feitas visando a implementação de uma rotina de programação de despacho de geração distribuída aplicado ao controle inteligente de previsão de demanda, de 15 em 15 minutos, baseado no período de 12 meses de análise (janeiro a dezembro de 2016[15] – totalizando 35136 pontos no tempo). A partir de uma rede existente (rede elétrica da UFSM) de estudo realizaram-se simulações de fluxo de potência e implementação de rotinas no tempo com o auxílio das ferramentas de *softwares Visual Basic for Aplications e OpenDSS.*

Além das abordagens em torno da modelagem e metodologia aplicados nas simulações computacionais, são destaques metodológicos desta pesquisa as etapas que compuseram o processo de coleta de dados para alimentar o estudo de caso.

Diante disso, pode-se dizer que as etapas sequenciais propostas e que sintetizam o desenvolvimento desta pesquisa são as seguintes:

- **ETAPA I) Coleta de dados reais:** utilização de medições reais feitas no sistema elétrico estudado, durante o período de análise. Objetiva-se verificação do comportamento geral das curvas de demanda das cargas e geradores presentes no sistema, além das características dos equipamentos físicos utilizados na construção desse sistema elétrico.
- **ETAPA II) Validação de dados reais:** utilização de dados fornecidos pelos fabricantes dos transformadores e cabos, e medições feitas nos pontos de carga coletados com o auxílio de aparelhos de medições. Objetiva-se testes e validação dos dados no modelo do sistema completo.

[15] O ano de 2016 é bissexto, portanto possui 96 pontos a mais que os 35040 pontos referentes a um ano com 365 dias.

- **ETAPA III) Simulações computacionais:** com o uso dos *softwares OpenDSS* e *Visual Basic for Aplications*, foram feitas as simulações computacionais comparativas: do caso base sem a inserção de GD, caso base com a inserção de GD e controle horário, caso base com a inserção de GD e o controle adaptativo preditivo baseado na curva de carga e previsão, por fim do caso base com proposta de alteração de contrato.
- **ETAPA IV) Análise de Resultados:** apresenta a análise dos resultados obtidos com as simulações computacionais comparando entre si a curva de demanda resultante com controle horário x controle inteligente adaptativo preditivo para o contrato de demanda atual e o proposto, e seus resultados para o sistema elétrico, incluindo a comparação econômica anual.

4.1 MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO

O *software OpenDSS* foi o programa escolhido para a modelagem da rede elétrica e cálculo de fluxo de potência, enquanto o *VBA* foi escolhido para as análises utilizadas neste trabalho.

A escolha do *OpenDSS* ocorreu pois este é um programa livre (*open source*) criado e utilizado para simulações no sistema elétrico além de possibilitar uma variedade de análises elétricas. Desde sua criação, o intuito do *software* é criar modelos de rede elétrica mais próximo da realidade. Assim, é possível verificar o comportamento real do sistema elétrico em diversas situações operacionais.

Uma das possibilidades de análise consiste inserção de geradores no circuito modelado com despacho ao longo do tempo. Com isso é possível tornar a rede elétrica estudada em uma rede inteligente o que é uma grande potencialidade a ser explorada.

Apesar de todos os aspectos positivos, o *OpenDSS* não possui internamente a possibilidade de programação de rotinas que permitam análises com previsões em tempo real. Deste modo, para viabilizar esse tipo de previsão neste trabalho, utilizamos o *software* incluído no pacote Office de propriedade da Microsoft: Excel. Mais especificamente, o módulo *VBA* que possui comunicação direta com o *OpenDSS* o que possibilita a elaboração de rotinas de programação que controlam

os parâmetros elétricos e a partir deles se utilize um método de despacho ou correção na rede elétrica.

4.1.1 Elementos do sistema elétrico utilizados no *OpenDSS*

Nesta seção, serão brevemente expostos os principais elementos utilizados no modelo de sistema elétrico de distribuição simulado: Redes inteligentes com despacho de geração em tempo real. Para cada elemento utilizado na rede elétrica é identificado um correspondente no *software*, incluindo os parâmetros para declaração.

- **Subestação:** trata-se do ponto de conexão entre o Sistema de Medição e Faturamento - SMF (ou barra de referência) em média tensão com a rede elétrica da concessionária de energia. Deve ser representado no *OpenDSS* como a barra de folga (barra *swing*), ou barra de referência. Na barra são ajustados os seguintes parâmetros: tensão nominal (declarado em kV), tensão de operação (pu), nome da barra de conexão, e potências de curto circuito trifásica e monofásica.
- **Linhas de Distribuição:** os alimentadores internos que compõem a microrrede começam no SMF e percorrem todo trajeto necessário para atender às cargas. Os parâmetros ajustados no *software* são: as duas barras de conexão, as características de impedância da linha (declarada ohms), o comprimento e a unidade de comprimento (metros).
- **Transformadores:** os parâmetros a serem ajustados no *software* são: as duas barras de conexão, o tipo de conexão dos enrolamentos (delta ou estrela), a tensão de operação (declarado em kV) e a potência (declarado em kVA) de ambos lados, a impedância do enrolamento secundário visto do lado primário (%), a resistência de neutro (em caso de conexão em estrela) (declarada ohms), e as perdas nos enrolamentos (declarada em %).
- **Cargas:** para análise neste trabalho, considera-se a representação das cargas no período de um ano (de 15 em 15 minutos - totalizando 35132 pontos), através da curva anual de potência ativa e reativa. Os parâmetros ajustados no *software* são: a barra de conexão, o número de fases, o modelo de carga, a conexão da carga (delta ou estrela), a tensão

de operação (declarada kV), o *status* da carga (variável ou fixa), o fator de potência e a curva anual definida em arquivos no formato txt.

- **Geradores:** os parâmetros para modelagem dos geradores no *software* são: a barra de conexão, o número de fases, a tensão de operação (declarada em kV), a potência (declarada em kW), o fator de potência, o modelo de gerador utilizado (potência e fator de potência constante, admitância constante, potência e tensão constante, potência constante e potência reativa fixa) e a conexão do gerador (delta ou estrela).
- **Chaves de controle (*Switch controls*):** neste trabalho, as chaves de controle representam de forma simplificada o sistema completo de conexão entre os geradores e a rede elétrica (incluindo sistemas de proteção e de partida). São acionadas para inserir ou retirar os geradores apenas baseado na variável de controle no tempo. Os parâmetros utilizados são: o elemento do circuito controlado (gerador, carga, linhas, etc.), o terminal que será controlado, a posição inicial (aberto ou fechado) e o *delay* utilizado no comando das chaves (segundos).

4.2 SIMULAÇÕES COMPUTACIONAIS

Esta seção descreve toda metodologia utilizada para analisar o impacto, causada pela utilização de dois tipos de controle diferentes de despacho, a inserção da geração distribuída na curva de carga ao longo do período estudado.

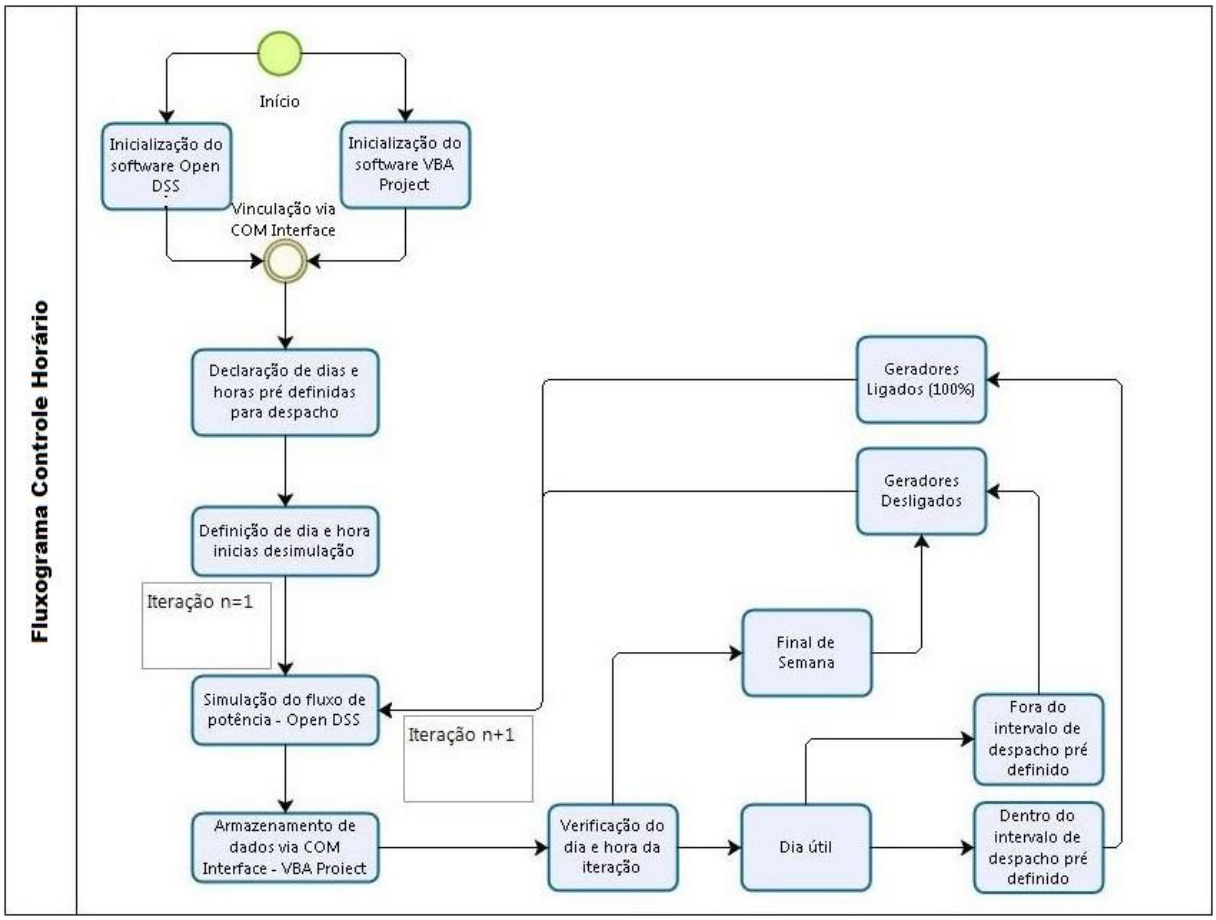
4.2.1 Metodologia aplicada para as simulações computacionais

Para nortear as simulações computacionais, implementou-se dois métodos de controles generalizados, baseados em parâmetros de tempo e demanda para comparações de demanda utilizadas.

O primeiro método de controle, se dá através de uma análise de histogramas ao longo do período de tempo estudado, indicando quais são os momentos do dia em que mais ocorreram os eventos de ultrapassagem de demanda. Definiu-se então um período fixo em horas em que toda a geração distribuída é inserida sem nenhum parâmetro limitador durante o período estudado, sendo este somente dias úteis nos horário das 10h às 12h e das 14h às 16h (Fora Ponta) e das 18h às 21h (Ponta). A

figura 09 define o fluxo em etapas de simulação para o despacho do controle horário.

Figura 09 - Fluxograma do despacho de geração horária



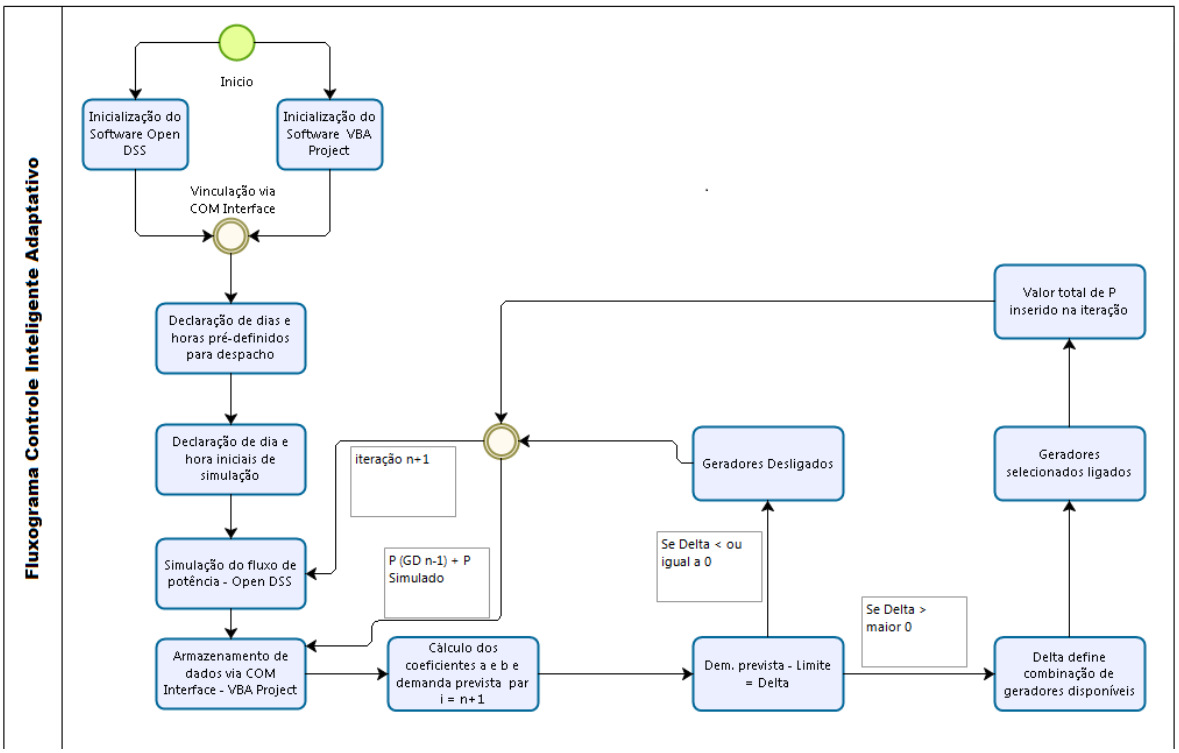
Fonte: Autor.

Nesse modelo de controle, a simulação procura a partir do dia inicial de análise, em qual dia está a medição atual. Se não for dia útil, foi feita a opção de desligar a GD, visto que para o caso analisado, é dispensável a utilização nos finais de semana pelo fato de que a universidade possui como característica a redução significativa da demanda consumida nesses períodos. Nos dias úteis, a simulação confere se os horários pré-definidos pelos histogramas analisados, estão sendo simulados ou não. Independentemente se houver ultrapassagem de demanda ou não a GD será inserida nos pontos pré-definidos, respeitando as condições temporais impostas. Caso contrário será desligada.

Já o segundo método de controle, define como parâmetro a demanda na qual o limite do contrato estabelecido será o controle e a geração somente será despachada se o valor de demanda ultrapassar o parâmetro inicial previamente estabelecido. Além disso, é feita a previsão de quanta geração é necessária e quais geradores serão ligados através de um método onde ocorra a previsão das próximas ações a serem tomadas.

O objetivo com isso consiste em transcrever uma rede elétrica como caso base para o *OpenDSS* e a analisar o comportamento da carga sem a inserção de qualquer fonte geradora distribuída através da rotina de simulação elaborada no *VBA*. A partir desse momento, pretende-se fazer a implementação do controle inteligente preditivo (dinâmico), que seguirá uma previsão dos próximos pontos para tomar ou não a ação de inserir geração distribuída como fonte auxiliar de demanda. A figura 10 mostra o passo a passo do fluxo de simulação para o controle inteligente preditivo.

Figura 10 - Fluxograma do despacho de geração com controle inteligente (dinâmico)



Fonte: Autor.

Neste modelo, novamente utilizando o dia inicial como referência, a simulação roda o fluxo, armazena os dados de potência. Então, calcula-se a diferença entre do valor previsto na iteração anterior e o valor limite de contrato chamado de delta. Se o delta for menor que zero, significa que a demanda não ultrapassou o contrato e portanto a GD deve permanecer desligada na próxima iteração. Se for maior que zero, calcula-se essa diferença para identificar em uma lista de geradores disponíveis quais são necessários colocar e ação.

Após ligados os geradores, faz-se o armazenamento da soma da potência total inserido na rede via GD, incrementa-se a iteração, roda-se o fluxo e acrescenta-se o valor da soma ao valor simulado na iteração atual. Isso porque os dados colhidos da simulação do fluxo da iteração seguinte, está contemplada na potência resultante a diminuição do que foi gerado e as previsões de demanda devem ser em cima das medições da curva sem a inserção da GD.

Considerando a Tabela 02 de geradores genéricos abaixo inseridos em um estudo de caso, cria-se uma Tabela Verdade, na qual representa todas as possíveis combinações dos geradores.

Tabela 02 - Exemplo de uma lista de geradores disponíveis

Gerador	**Potência (kVA)**
G1	225
G2	150
G3	75
G4	45
G5	30

Fonte: Autor.

Tabela 03 - Combinações de potência de todos os geradores disponíveis

G1	G2	G3	G4	G5	Total (kVA)
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	1	30
0	0	0	1	0	45
0	0	0	1	1	75
0	0	1	0	0	75
0	0	1	0	1	105
0	0	1	1	0	120
0	0	1	1	1	150
0	1	0	0	0	150
0	1	0	0	1	180
0	1	0	1	0	195
0	1	0	1	1	225
0	1	1	0	0	225
0	1	1	0	1	255
0	1	1	1	0	270
0	1	1	1	1	300
1	0	0	0	0	225
1	0	0	0	1	255
1	0	0	1	0	270
1	0	0	1	1	300
1	0	1	0	0	300
1	0	1	0	1	330
1	0	1	1	0	345
1	0	1	1	1	375
1	1	0	0	0	375
1	1	0	0	1	405
1	1	0	1	0	420
1	1	0	1	1	450
1	1	1	0	0	450
1	1	1	0	1	480
1	1	1	1	0	495
1	1	1	1	1	525

Fonte: Autor.

Com a Tabela 03, verificam-se as combinações de demanda que se repetem para que seja escolhido o intervalo que menos seleciona geradores para operação. Reduzido o número de combinações, verifica-se a proximidade entre o delta e os valores de demanda possíveis.

Por exemplo, o delta de 460 kVA, possui 2 alternativas próximas sendo uma vez acionando 4 geradores e outra 3 de 480 kVA, Utiliza-se aquela que aciona somente 3 geradores para operação. Abaixo a tabela 04 resultante dos estados reduzidos conforme explicado:

Tabela 04 - Combinações de potência reduzida dos geradores

G1	G2	G3	G4	G5	Total (kVA)
0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	1	30
0	0	0	1	0	45
0	0	1	0	0	75
0	0	1	0	1	105
0	0	1	1	0	120
0	1	0	0	0	150
0	1	0	0	1	180
0	1	0	1	0	195
1	0	0	0	0	225
1	0	0	1	0	270
1	0	1	0	0	300
1	0	1	0	1	330
1	0	1	1	0	345
1	1	0	0	0	375
1	1	0	0	1	405
1	1	0	1	0	420
1	1	1	0	0	450
1	1	1	0	1	480
1	1	1	1	0	495
1	1	1	1	1	525

Fonte: Autor.

4.3 CONCLUSÕES GERAIS DO CAPÍTULO

A coleta para utilização de dados atuais é extremamente válida quando se tem um *software* como o *OpenDSS* que possibilita a inserção de praticamente todos os parâmetros nos levando a uma simulação e resultados muito próxima da realidade. Além disso, a possibilidade de se conectar com o *VBA* abre a possibilidade de criação de rotinas como a que foi implementada para o controle estático e o despacho dinâmico de geração.

Especificamente para o caso estudado nesta pesquisa, a coleta de dados e a compreensão detalhada de cada um dos conceitos e dados pertinentes para a construção de simulações e análises, torna-se fundamentais para as próximas etapas, visto que permitem a possibilidade da análise econômica com resultados mais precisos, além da verificação das grandezas elétricas estudas a fim de viabilidade tecnicamente a implementação desta metodologia ao longo de quaisquer períodos estudados.

5 ESTUDO DO CASO

5.1 A MICRORREDE DA UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA

A Universidade Federal de Santa Maria foi criada pela Lei n. 3.834-C, de 14 de dezembro de 1960 e foi à primeira universidade pública federal do Brasil a instalar-se fora de uma capital, tendo por objetivo a promoção da interiorização do Ensino Superior no País.

Atualmente é uma das 15 melhores instituições de ensino superior do país, de acordo com o Índice Geral de Cursos (IGC)[16]. Ainda segundo informações do seu site institucional (UFSM, 2017[17]), a instituição possui mais de 29.500 alunos, mais de 2.000 docentes e mais de 2.700 servidores técnico-administrativos.

Tem-se que a área territorial total da UFSM é de 1.837,72 hectares, nos quais as edificações perfazem 309.332,72 m² de área construída no Campus de Santa Maria, além das edificações no centro da cidade de Santa Maria, bem como em outros campi nas cidades de Palmeira das Missões, Frederico Westphalen, Cachoeira do Sul e Silveira Martins.

5.2 O SISTEMA ELÉTRICO DA UFSM

Sob o ponto de vista energético, a UFSM pode ser comparada a uma grande indústria atendida em média tensão (13,8 kV), classificada como serviço público para tarifação no Grupo A4.

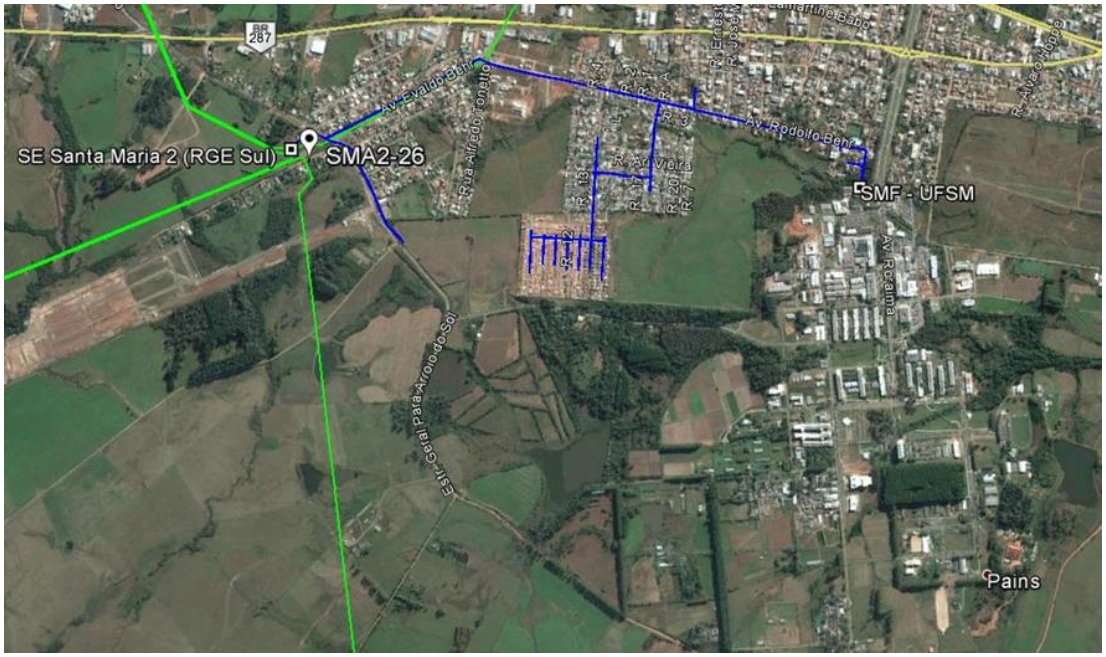
Tendo o contrato de demanda mensal estabelecido em 5 MW no período fora ponta e 3 MW no período ponta, e o consumo médio mensal estabelecido em 127.318[18] kWh ponta e 1.310.843[17] kWh fora ponta, a instituição é atendida pela subestação Santa Maria 2 que possui uma transformação 69/13,8 kV e é atendida pela linha de transmissão 69 kV Santa Maria 1 - Santa Maria 2. A subestação possui sete alimentadores (SMA2-21 a SMA2-27), sendo um alimentador exclusivo para a UFSM, SMA2-26 para atendimento da sua carga.

---

[16] http://site.ufsm.br/noticias/exibir/ufsm-e-2-melhor-universidade-do-rs-e-11-do-brasil
[17] https://portal.ufsm.br/ufsm-em-numeros/publico/index.html
[18] Números calculados baseados em doze faturas referentes ao consumo do ano de 2016 da UFSM

Conforme o que ilustra a figura 11, o alimentador percorre o trajeto da subestação até o pórtico de entrada da UFSM, onde encontra-se o SMF.

Figura 11 - Representação do sistema elétrico que atende a UFSM



Fonte: Google Earth adaptado pelo autor

O alimentador SMA2-26 (representado pela cor azul na figura acima) divide-se em quatro alimentadores internos após o SMF no pórtico da UFSM, sendo um especificamente para atendimento do Instituto Nacional de Pesquisa Espaciais (INPE) e outro para o Hospital Universitário de Santa Maria (HUSM), estes possuem contas de energia separadas, e não fazem parte do total das faturas da UFSM, sendo assim não serão analisadas neste trabalho. Os outros dois alimentadores percorrem toda extensão do campus e possuem entre si um ponto de manobra definido por uma chave seccionadora (Normalmente Aberta - NA). O projeto elétrico interno da UFSM pode ser consultado no Apêndice A deste trabalho.

Atualmente a UFSM possui em sua rede interna 95 transformadores com capacidade total de 18 MVA, que atendem aos centros e estabelecimentos comerciais. Neste trabalho consideram-se os transformadores internos aqueles que atendem cada centro da UFSM, representados por 95 pontos de cargas internos que somados podem ser medidos no SMF no pórtico da UFSM. A Tabela 05 apresenta as cargas com as potências dos transformadores conectados à rede.

Tabela 05 - Potência do transformador por ponto de carga

Carga	S (kVA) Trafo	Carga	S (kVA) Trafo
Carga 1	150	Lab. Eng. Natural	75
Posto de Gasolina	75	Rest. Jardim Bot.	45
Banco do Brasil	75	Jardim Botânico	45
CCS	250	Coxilha	45
Bioequivalência	75	Galpão 1	15
Fonoaudiologia	225	Galpão 2	45
Terapia Ocupacional	225	Galpão 3	45
Poço HUSM	30	Antena	112,5
Odontologia	500	FATEC	75
Galpão da madame	30	DETRAN	225
Barragem	45	Petrobras	150
Biblioteca Central	500	Prédio 18	225
CEU1	225	Prédio 19	500
CEU2	500	Prédio 21	112,5
RU1	500	CEEMA	45
Indígena1	112,5	Dentrologia	112,5
Indígena2	75	Prédio 40	300
CEF	112,5	Prédio 42	500
CPD	225	Prédio 43	225
Reitoria1	500	Prédio 44	300
Reitoria2	500	Geomática	112,5
Centro Ecumênico	75	NIDAL	75
Anfiteatro	1000	Lab. Florestal	112,5
Piscinas	225	Dança	112,5
Parque de Exp.	150	Música	150
Parque de Exp.2	75	CCSH	225
Parque de Exp.3	112,5	Viveiro	75
Parque de Exp.4	112,5	Planetário	300
Parque de Exp.5	80	CSSH A	225
AGITTEC	225	CSSH B	225
Gráfica	500	CSSH C	225
CTISM	225	Politécnico	75
Lab. de Motores	225	Politécnico2	112,5
Sem nome	150	Aviário	45
Bacias Hidro	112,5	Rações	75
Eng. Química	150	Zootecnia	75
Lab. Hidráulica	225	Psicultura1	75
Química	225	Psicultura2	75
Lab. CT	500	Suíno	75
Matemática	225	Agrícola	150
CT	300	Destilaria	112,5
CE	112,5	Lab. Virologia	225

Fonte: Do autor com dados do projeto elétrico da UFSM.

Com relação ao número de geradores disponíveis, realizou-se um levantamento a partir do qual foi possível constatar a existência de 9 geradores próprios da UFSM, totalizando 1,290 MVA de capacidade de geração. A Tabela 06 apresenta os geradores disponíveis e os respectivos centros nos quais eles se encontram, e na figura 12 a rede elétrica interna é representada pelo diagrama unifilar com a posição da GD conforme o número da tabela.

Tabela 06 - Potência dos geradores simulados

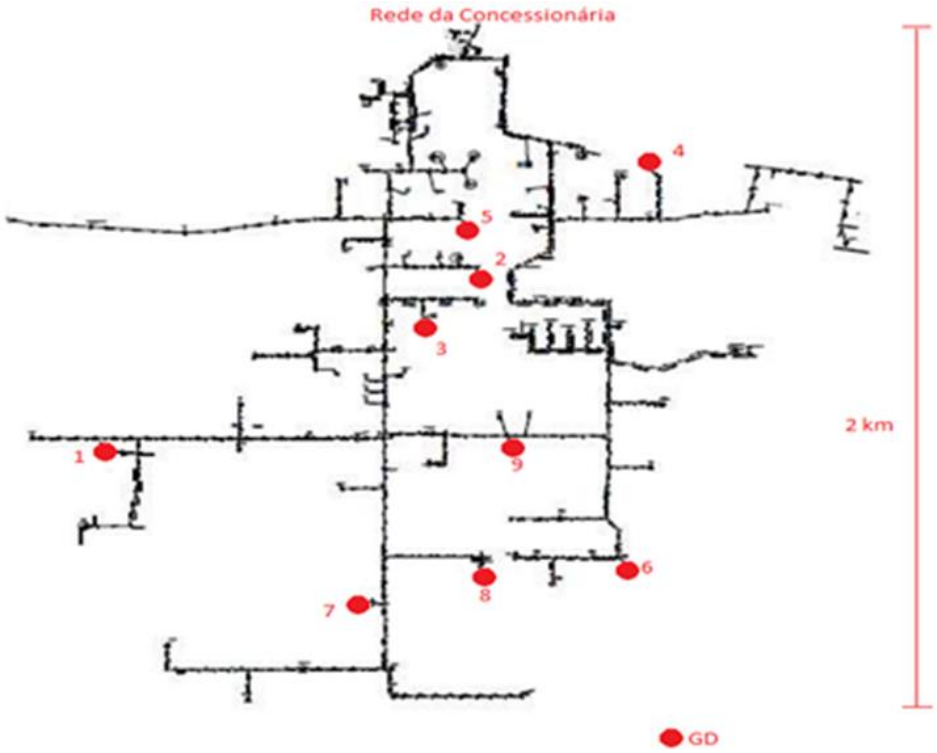
Nº	Gerador	Potência (kVA)
1	Psicultura	20
2	Predio17	30
3	Lamic	30
4	CCS	55
5	Napo	115
6	BioterioC	180
7	HVU	240
8	RedeBio	260
9	CPD	360
	Total	**1290**

Fonte: Do autor com dados da Pró-Reitoria de Infraestrutura (PROINFRA) da UFSM.

Esses geradores citados acima são movidos a óleo diesel e já estão instalados nos respectivos centros em que foram adquiridos. Atualmente são utilizados apenas como *backup,* ou seja, somente em caso de perda do fornecimento da concessionária. Entende-se neste caso que, sob o aspecto ambiental, o Diesel não é o combustível mais adequado a ser utilizado, porém em função da existência dos equipamentos ociosos e da capacidade de redução dos custos de energia, a utilização se torna justificável do ponto de vista do sistema elétrico como todo.

Além disso, já há estudos sobre a possibilidade do uso de biodiesel (fonte renovável), inclusive sendo produzido no próprio campus a partir de resíduos dos seus restaurantes (EBERT, P.S. et al., 2017). Porém, ainda está em avaliação a capacidade de produção deste biodiesel para que seja possível o atendimento de toda a demanda de biodiesel utilizada pelos geradores no estudo de caso.

Figura 12 - Diagrama unifilar da rede interna da UFSM com a posição da GD



Fonte: Do autor com dados no projeto elétrico da UFSM.

Ao que tange o contrato de demanda assinado entre a concessionária de energia (RGE Sul) e a Universidade Federal de Santa Maria, tem-se os seguintes valores registrados: 5 MW de potência no horário fora ponta e 3 MW no horário ponta em 2016. Isso se deve ao comportamento da carga, constatando-se que a maioria das aulas são diurnas. O contrato permite uma tolerância de até 5% acima do que foi contratado, sem multa sobre o excedente. Para previsão de demanda, o limite que aciona os geradores desconsidera a tolerância em ambos patamares devido a porcentagem de erro da previsão da demanda com o método de regressão linear apresentar um erro médio de 5% também.

5.3 COLETA DE DADOS

Diante do cenário apresentado até o momento, deu-se início à etapa de coleta de dados deste trabalho a partir da análise de um sistema de distribuição real: o sistema de distribuição interno da UFSM apresentado no tópico 5.2.

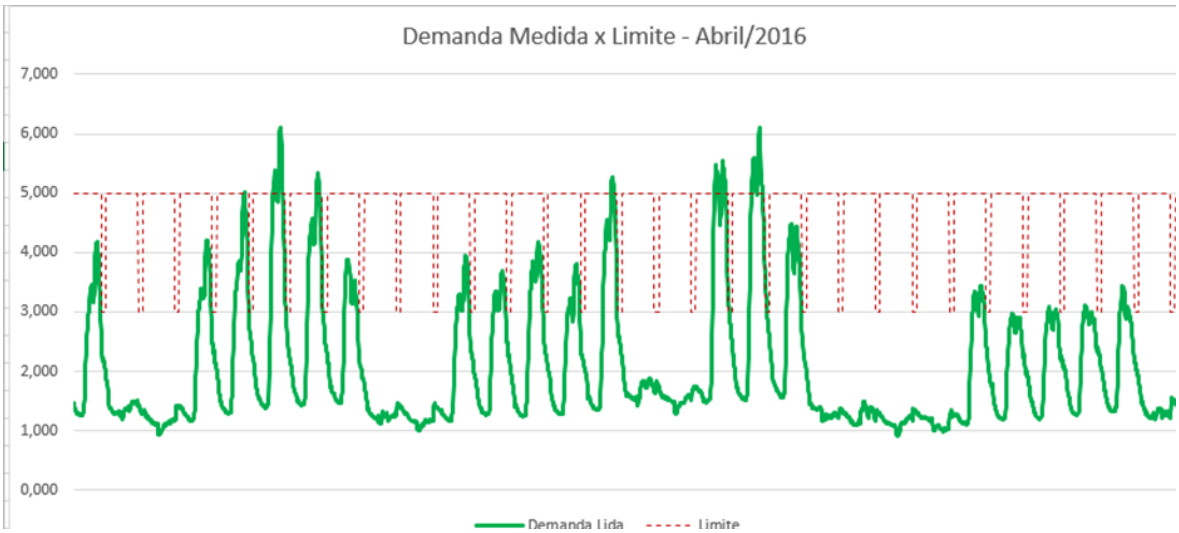
Tal coleta de dados detalhada foi possível por meio de um levantamento de medições de potência feito em conjunto entre o grupo de pesquisa Centro de Excelência em Energia e Sistema de Potência (CEESP) da UFSM - do qual os pesquisadores são vinculados - e colaboradores da SULCLEAN, empresa que oferece serviços terceirizados à UFSM.

Para validação dos dados aplicados à simulação, utilizou-se o projeto elétrico georreferenciado para estruturar os alimentadores internos que atendem à demanda principal do campus da UFSM, executando-se o HUSM e o INPE. A partir desse projeto, foi possível verificar quais condutores são utilizados na rede para dimensionar os dados de impedância. Além disso identificou-se a localização dos transformadores e os respectivos pontos de carga a eles atribuídos.

Com as medições coletadas nos pontos de carga, foi possível observar um padrão de comportamento comum nas curvas de carga entre todas as medições. Esse mesmo comportamento foi verificado também nos dados fornecidos pela RGE Sul, os quais representam a demanda total da UFSM no ano de 2016, coletados via SMF da concessionária.

A figura 13 a seguir apresenta a demanda, considerando o mês de abril/2016 como parte do período de análise. Destaca-se que as figuras representando as demandas dos demais meses do ano de 2016 também foram construídas e consideradas no estudo e estão apresentadas no Apêndice B:

Figura 13 - Curva de carga da UFSM – Abril/16



Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Na figura 13 é interessante destacar que a curva de demanda acaba ultrapassando os limites permitidos pelo contrato (5 MW Fora Ponta), enquanto que no patamar da Ponta (3 MW), neste caso, não houve ocorrências de excedentes.

Ao analisar dados de outros meses, torna-se relevante para o estudo o fato de que a UFSM comete ultrapassagens de demanda ao longo do ano, tanto no período de ponta quanto no período fora ponta – sendo que neste último as ultrapassagens ocorreram com mais frequência. Tais excessos não planejados, comprometem a operação do alimentador ligado a subestação que fornece energia à UFSM, e podem aumentar as perdas e reduzir os níveis de tensão. Isto ocorre porque o sistema elétrico deve estar capacitado baseado nos valores firmados em contrato e as ultrapassagens não são contempladas no planejamento da rede elétrica, visto que são imprevistas e não monitoradas.

Outra característica observada a partir da análise do comportamento de carga da rede analisada está relacionada a quantidade de demanda consumida: as cargas apresentam aproximadamente ⅓ da potência total instalada do transformador que a atende. Do mesmo modo, a demanda máxima consumida pela UFSM representa também ⅓ do total da potência instalada pelos dois alimentadores internos de sua responsabilidade. Assim, para aquelas cargas as quais não foram possíveis de se obter as medições, o seu comportamento particular de demanda foi aproximado em ⅓ da potência nominal fornecida pelo transformador, além de apresentarem o mesmo comportamento da curva de demanda total da UFSM.

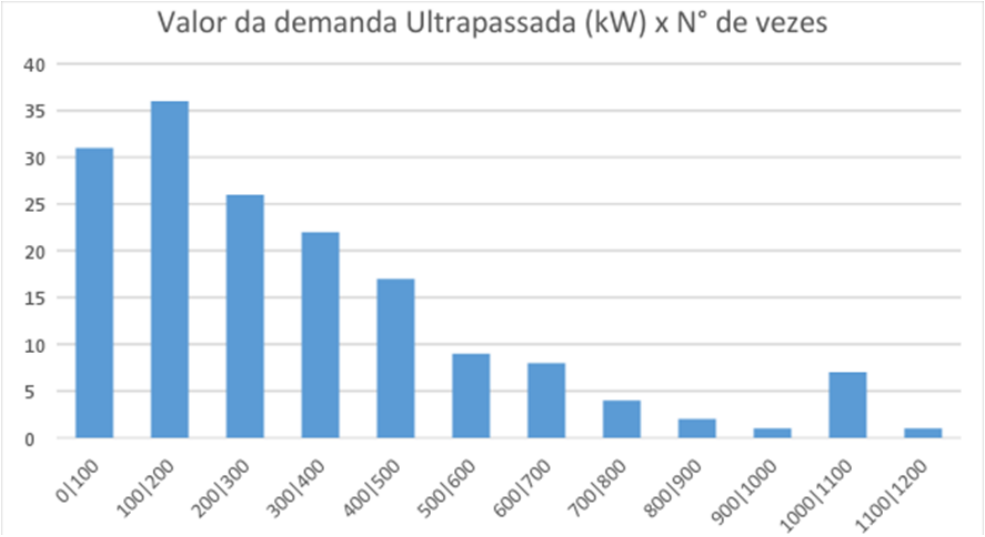
É importante salientar que de um total de 95 transformadores foram consideradas para a análise as medidas coletadas e registradas em campo de aproximadamente 40% do total, visto que esta quantidade acompanhou o comportamento padrão das cargas existentes na UFSM. O número restante de transformadores que não foi possível obter medições em campo devido à dificuldade de acesso, foram estimados baseados nos comportamentos das medições coletadas.

Dessa forma todas as curvas de demanda que representam as cargas conectadas em seu respectivo ponto foram obtidas para uma simulação mais precisa. Em termos de geração distribuída e quanto aos níveis de tensão e perdas considerando os pontos de instalação reais dos geradores na rede elétrica será possível obter resultados mais significativos visto que o somatório total dos dados

coletados é equivalente a curva de demanda da UFSM – curva utilizada como referência para despacho de geração distribuída.

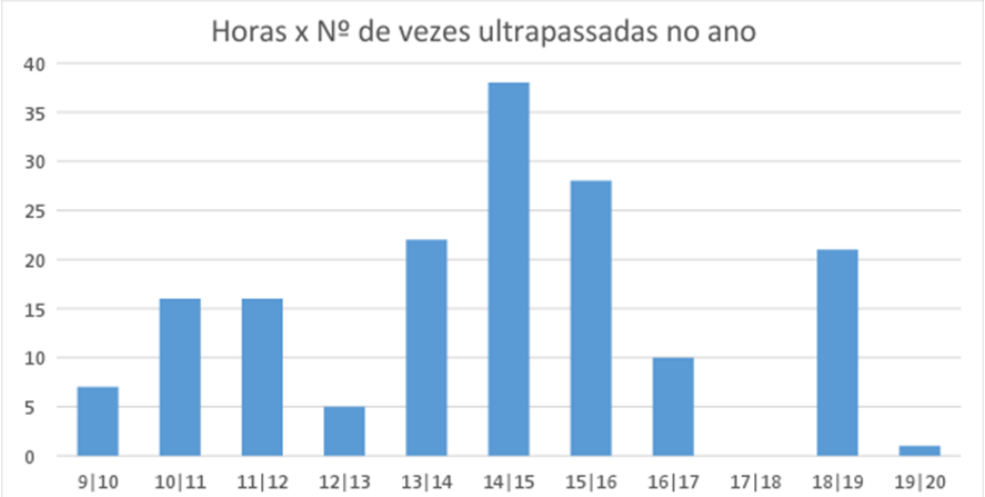
Baseado nas figuras apresentadas no Apêndice B, foram construídos histogramas que identificam a quantidade de vezes que uma faixa de demanda ultrapassou o limite de contrato e a quantidade de ultrapassagens por hora do dia ao longo do ano. As figuras 14 e 15, apresentam os histogramas com os dados obtidos ao longo do período de análise:

Figura 14 - Histograma de valores e número de ultrapassagens



Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 15 - Histograma de valores e número de ultrapassagens



Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Com as representações apresentadas nos histogramas acima foi possível identificar que na UFSM, durante o período da manhã, a maioria das ultrapassagens ocorreu no intervalo entre 10h e 12h enquanto no período da tarde entre 14h e 16h. Já no período de ponta as ultrapassagens ocorrem em sua maioria entre as 18h e 19h. Isso representa de certa forma o período de funcionamento principal da UFSM, concentrado em horários comerciais.

A partir dessa constatação, a fim de testes, implementou-se via simulação computacional, o controle horário. Esse tem como variável de controle a hora e o dia em que os geradores serão despachados. Desse modo, o despacho ocorre de segunda a sexta-feira, nos períodos de 10h às 12h e de 14h às 16h independentemente de ocorrer ou não a ultrapassagem de demanda nesses períodos.

Possibilitando constatações acerca do sistema em tempo real, fez-se uso do despacho de geração baseado em um controle inteligente adaptativo com previsão de demanda, com medições feita a cada 15 minutos.

Desse modo, para prever sempre o próximo ponto, utiliza-se o modelo matemático de Regressão Linear considerando os dois pontos medidos anteriormente, e aciona-se o controle de despacho baseado neste ponto previsto. As comparações são apresentadas de forma compilada no final deste capítulo.

Com relação ao volume de despacho de geração, foi criada a tabela de estados (Apêndice A) que apresenta todas as possibilidades de combinações entre geradores. Após, utiliza-se a tabela de estados reduzida (Apêndice A), ou seja, exclui-se demandas repetidas com a condição imposta pelo autor de que em caso de repetição de possibilidades, descarta-se aquelas em que mais geradores são inseridos para produzir a mesma potência.

A tabela de estados reduzida define as alternativas de montante de despachos de geração obtidas através da diferença entre o valor previsto de demanda e o valor de contrato de demanda no período de ponta ou fora ponta.

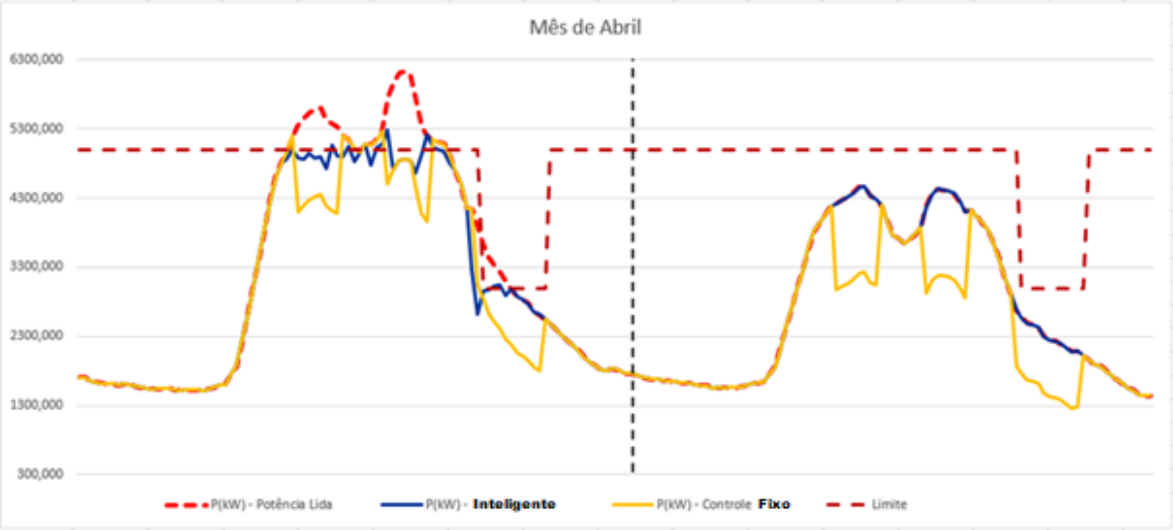
5.4 COMPARAÇÃO ENTRE O CONTROLE HORÁRIO E CONTROLE INTELIGENTE ADAPTATIVO

Para efeitos de comparação da implementação de um controle horário x controle inteligente adaptativo com o modelo de previsão de Regressão Linear

considerou-se adequado criar uma figura que evidenciasse as diferenças existentes entre eles quando da comparação de inserção de geração via modelo “dinâmico” com o modelo controlado via horário, podendo-se verificar na figura 16 abaixo as diferenças entre eles.

É possível perceber claramente as diferenças de comportamento com a utilização dos dois tipos de controle:

Figura 16 - Comparação entre utilização de controle horário x inteligente adaptativo



Fonte: do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Na figura 16, selecionou-se dois dias, sendo um onde claramente a demanda ultrapassa o limite de contrato em ambos patamares (ponta e fora ponta). Quando observamos o primeiro dia, a demanda sem controle se aproxima dos horários pré-estabelecidos (10h - 12h), o controle horário aciona a geração distribuída total provocando um *offset* e passando a acompanhar a curva de demanda sem controle neste intervalo até o fim do mesmo, evitando a ultrapassagem. O controle inteligente adaptativo, pelo contrário, mantem a curva próxima do limite de contrato sem permitir que a mesma ultrapasse, sem despachar toda geração neste momento, o que é desnecessário conforme visualizado na figura acima. No período da tarde e no patamar da ponta a mesma situação se repete.

Com relação ao segundo dia selecionado e apresentado no gráfico da figura acima, percebe-se que não há nenhuma ultrapassagem, ou seja, nenhuma necessidade de inserção de GD. Mas, como o controle horário é programado para

despachar nos períodos indicados, ele acaba entrando sem necessidade, o que acarretará desperdício de energia e combustível, já que o sistema não possui nenhuma capacidade de armazenamento de energia para utilização posterior.

5.5 CONCLUSÕES GERAIS DO CAPÍTULO

Diante de todos os dados coletados é possível a identificação e compreensão de aspectos importantes da rede elétrica da Universidade Federal de Santa Maria. Somado a isso, a modelagem do circuito elétrico construída no *OpenDSS* permitiu observar o comportamento original da curva de demanda produzida nos dois alimentadores internos que alimentam as cargas.

Após a conexão dos geradores nos pontos especificados implementou-se dois métodos de controle, em que o primeiro visa o despacho baseado em um histórico fixo e que não depende das variações que a rede pode produzir, ou seja, um controle “pré-definido” e o segundo faz a previsão do próximo ponto de demanda visando identificar possíveis excessos e acionar a GD para que não ocorra a ultrapassagem.

6 RESULTADOS

Este capítulo é consequência dos esforços dedicados nos capítulos anteriores deste trabalho, bem como resultados das simulações computacionais feitas com o auxílio dos softwares *OpenDSS e VBA.* Destaca-se também nesta etapa a importância da interpretação dos dados obtidos para a elaboração do modelo elétrico representativo do sistema de distribuição da Universidade Federal de Santa Maria. As reflexões aqui expostas correspondem à descrição da viabilidade econômica e técnica da proposta metodológica desta pesquisa.

De modo geral, podemos dizer que os resultados obtidos com a pesquisa foram satisfatórios especialmente nos aspectos técnico (níveis de tensão e perdas) e econômico.

Sob a ótica técnica, os resultados mostram que os níveis de tensão após a inserção da geração distribuída apresentam uma variação média de 3,5% no máximo. Visto que as barras que atendem as cargas no circuito possuem tensão de operação próximo a 0,980 pu, esse acréscimo elevaria para 1,023 pu o que torna perfeitamente viável a operação do sistema elétrico com GD sendo despachada conforme simulação. Já com relação às perdas técnicas, ocorre um pequeno aumento devido ao fato de que a geração distribuída está espalhada por toda rede elétrica da UFSM, e a curva de referência que solicita o despacho de geração é a curva de medição da entrada da UFSM. Assim os geradores são inseridos na rede conforme necessidade macro, mesmo que naquele ponto em específico onde encontra-se um dos geradores instalados, a demanda não esteja contribuindo para o acréscimo e ultrapassagem do limite contratado. Isso faz com que o excedente de potência flua para a rede, que não está adequada para este tipo de operação.

Sob a ótica econômica, é mostrado que a inserção da geração distribuída utilizando o controle horário (análise feita no mês de abril para comparativo) e o controle de despacho de geração inteligente sendo possível de se obter vantagem econômica em ambos modelos de controle, além da alternativa de estudo de modificação no contrato de demanda baseado na capacidade de geração disponível.

Outro aspecto muito relevante é a análise elétrica, que consiste em relatar os resultados obtidos nas curvas de demanda, tensão e perdas, além do comportamento de entrada e saída dos geradores. A análise econômica se dividirá em duas partes: a primeira busca verificar e calcular os novos valores das faturas

dos meses em que a geração distribuída entrou em operação, referente ao período de um ano estudado (janeiro a dezembro de 2016) e também no contrato atual de demanda (5 MW Fora Ponta e 3 MW Ponta). Posteriormente é feita uma proposta de alteração no contrato de demanda baseado na capacidade de geração a fim de verificar a diferença econômica com um novo valor de 2,5 MW no horário de Ponta.

Nos tópicos que seguem, destaca-se mais detalhadamente cada um desses aspectos de análise e investigação.

6.1 ANÁLISE DO CONTRATO ATUAL DE DEMANDA

Na análise elétrica para avaliação do contrato atual de demanda da UFSM são abordados os três principais parâmetros que envolvem a inserção de uma geração distribuída em uma rede elétrica neste trabalho em ordem de importância: 1º - análise de carregamento; 2º - análise de níveis de tensão e de perdas técnicas na rede elétrica interna da UFSM.

6.1.1 Análise de Carregamento

Com relação a demanda lida no ano verificou-se que somente ocorreram ultrapassagens em dias específicos nos meses de março, abril, junho, novembro e dezembro de 2016. A análise de controle horária não leva em consideração os dias em que ocorreram essas ultrapassagens. Ela despacha toda geração em horários pré-definidos ao longo do dia (7 horas diárias por 5 dias na semana). Abaixo, a tabela 7 mostra os resultados utilizando o controle horário no mês de abril/16.

Tabela 07 - Análise das faturas do mês de Abril/16 com GD Fixa

	Sem GD	**Com GD - Horário**
Consumo em Ponta	R$ 70.974,49	R$ 33.718,00
Consumo em Fora Ponta	R$ 501.350,08	R$ 407.091,50
Demanda em Ponta	R$ 82.496,05	R$ 72.967,20
Demanda em Fora Ponta	R$ 96.283,62	R$ 83.828,94
Ultrapassagem Demanda Ponta	R$ 22.059,29	R$ 0,00
Ultrapassagem Dem. Fora Ponta	R$ 35.112,42	R$ 0,00
Gasto com Diesel	R$ 0,00	R$ 111.612,48
Total da Fatura	**R$ 1.116.273,33**	**R$ 709.218,12**

Fonte: Do autor com dados das faturas de demanda da UFSM.

De acordo com a potência disponível de aproximadamente 1.175 kW, e considerando que o despacho é total no período fora ponta (20 dias x 4 horas x 1.175 kW) e na ponta (20 dias x 3 horas x 1.175 kW), verifica-se uma redução no consumo de energia em ambos patamares considerável, além de evitar quaisquer ultrapassagens de demandas também.

A dificuldade técnica de viabilizar esse controle horário está no consumo elevado de diesel para despacho total durante o mês todo. Considerando em média 0,2 litros de diesel para produção de 1 kWh e considerando o total produzido por dia de 1.175 kW * 7 horas de despacho, o total consumido por dia é de aproximadamente 1.645 litros de diesel. Logo, no final do mês resulta em aproximadamente 32.900 litros de diesel consumido.

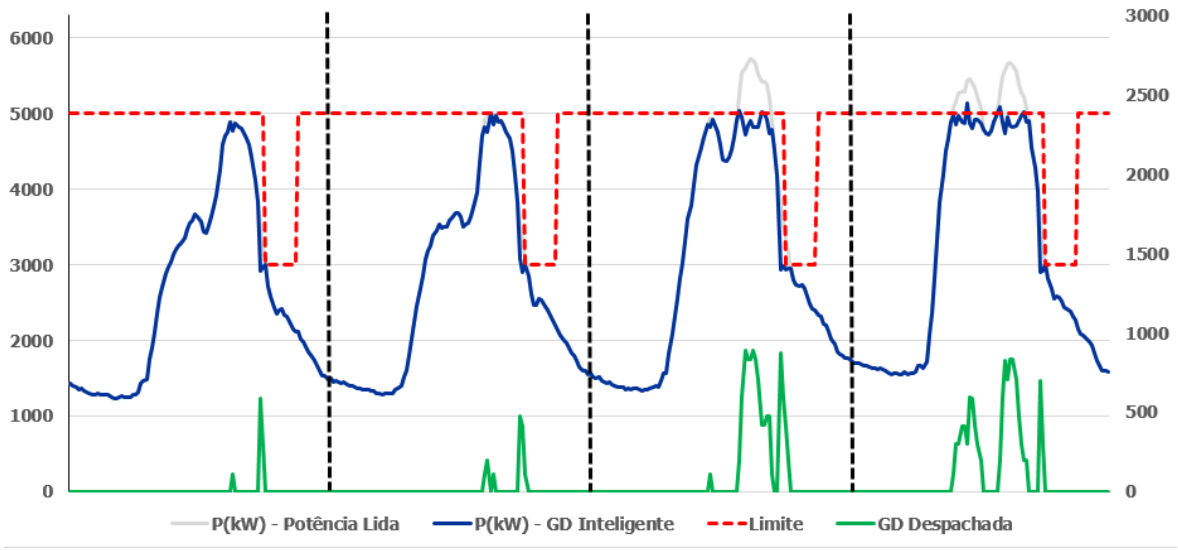
Primeiramente, ocorre que haveria uma logística especial para abastecimento desses geradores que possuem uma capacidade de produção no tempo curta (algo em torno de 1 a 2 horas dependendo da máquina geradora). Segundo que em se tratando de um órgão público federal, onde o orçamento para combustível é anualmente verificado e ajustado para as necessidades da instituição, necessitaria uma conversa entre departamentos a fim de levar em consideração a economia que a aplicação deste método pode oferecer, em relação a outras linhas orçamentárias que possam vir a ser enxugadas pelo acréscimo desta linha de orçamento.

Por último, considerando que os geradores podem ser no futuro utilizados com o biodiesel que a própria UFSM está se preparando para produzir, a capacidade estimada para utilização dessa forma está muito abaixo do necessário, ou seja, seria preciso completar a capacidade com diesel comercial, o que neste trabalho é algo que pretende-se evitar a medida que a produção do biodiesel será suficiente para utilização dos geradores com o controle dinâmico e inteligente.

Por esses motivos, somente será avaliado o controle adaptativo inteligente para verificação das análises as seguir, nos meses considerados para a análise e geração de resultados nesse trabalho. Nota-se através das figuras abaixo, que nos meses de análise, o algoritmo de simulação para despacho de geração com controle inteligente adaptativo foi extremamente eficaz. Quando houve ultrapassagem de demanda, a mesma foi contida e ficou dentro do limite de tolerância de 5%. Em raros momentos ocorreu a ultrapassagem mínima, mas que comparado a situação atual, é bem menor.

As figuras a seguir mostram o desempenho nos meses citados acima, do método com a utilização do despacho dos geradores.

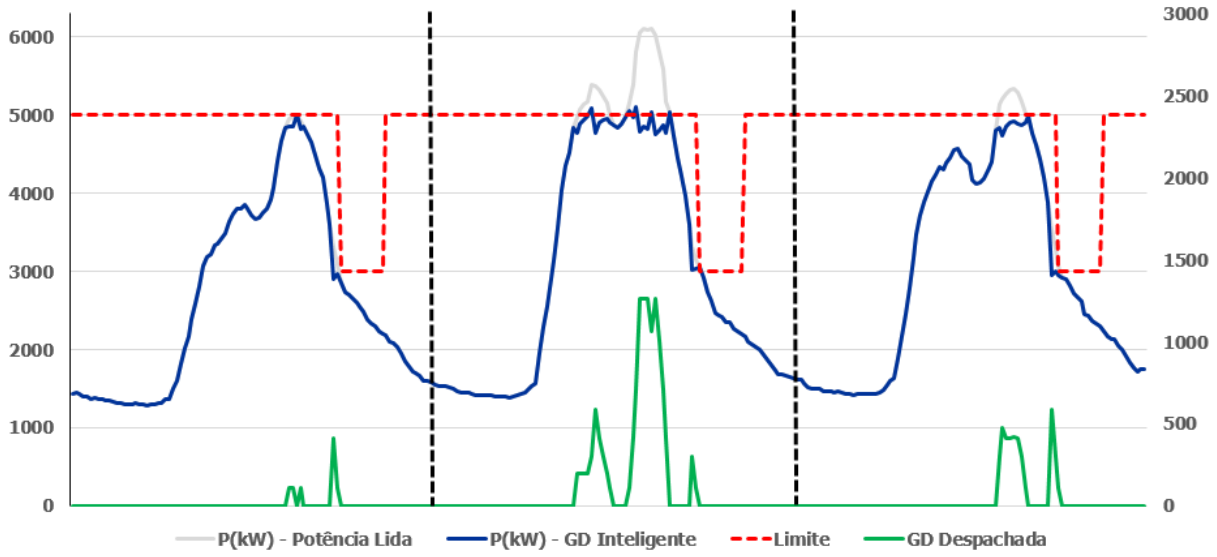
Figura 17 - Curvas de demanda no mês de março/16 – Dias 15, 16, 17 e 18



Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

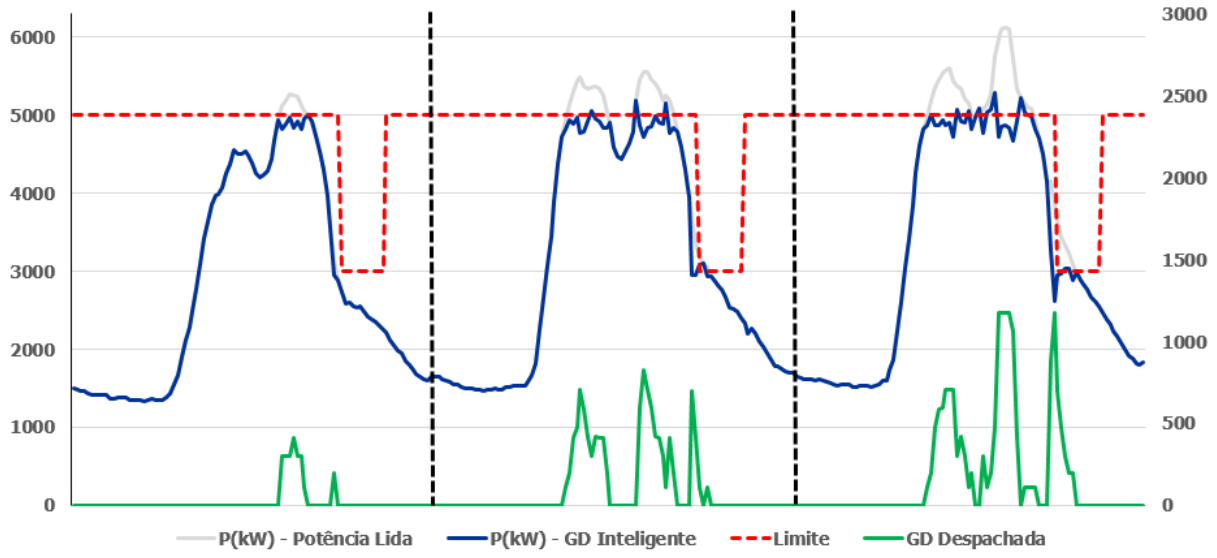
É possível observar na figura acima que a entrada da geração distribuída (curva verde) é coincidente justamente com os momentos em que a demanda sem controle (curva tracejada em cinza) tende a ultrapassar o limite imposto (curva tracejada vermelha). Dessa forma, o resultado desta inserção é o controle da demanda (curva azul). A seguir, seguem os mesmos procedimentos de simulação para controle de demanda.

Figura 18 - Curvas de demanda no mês de Abril/16 – Dias 5, 6 e 7



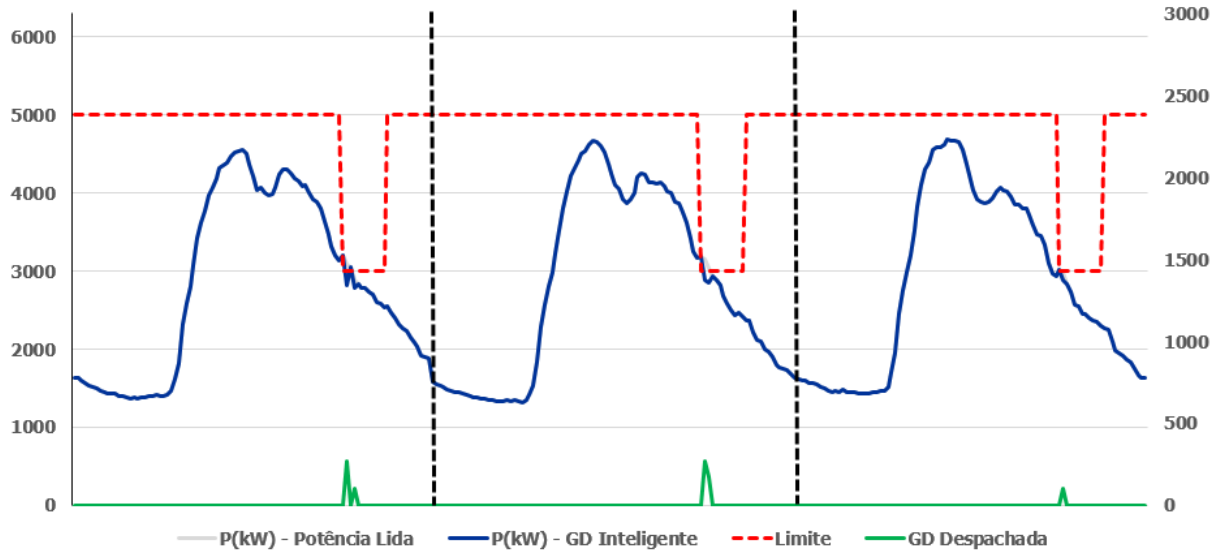
Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 19 - Curvas de demanda no mês de Abril/16 – Dias 15, 18 e 19



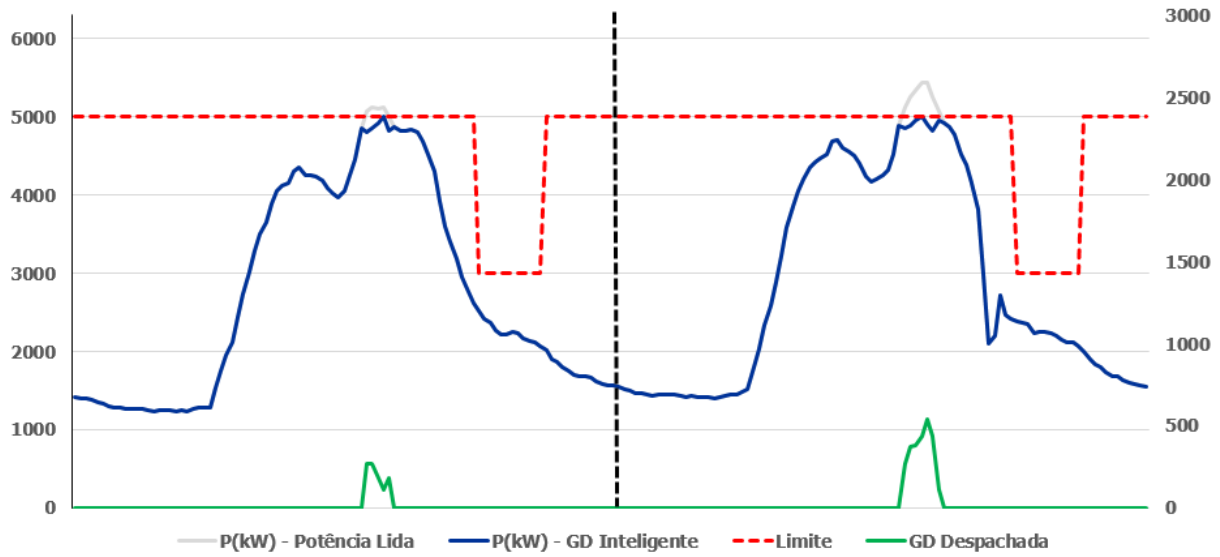
Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 20 - Curvas de demanda no mês de Junho/16 – Dias 13, 20 e 21



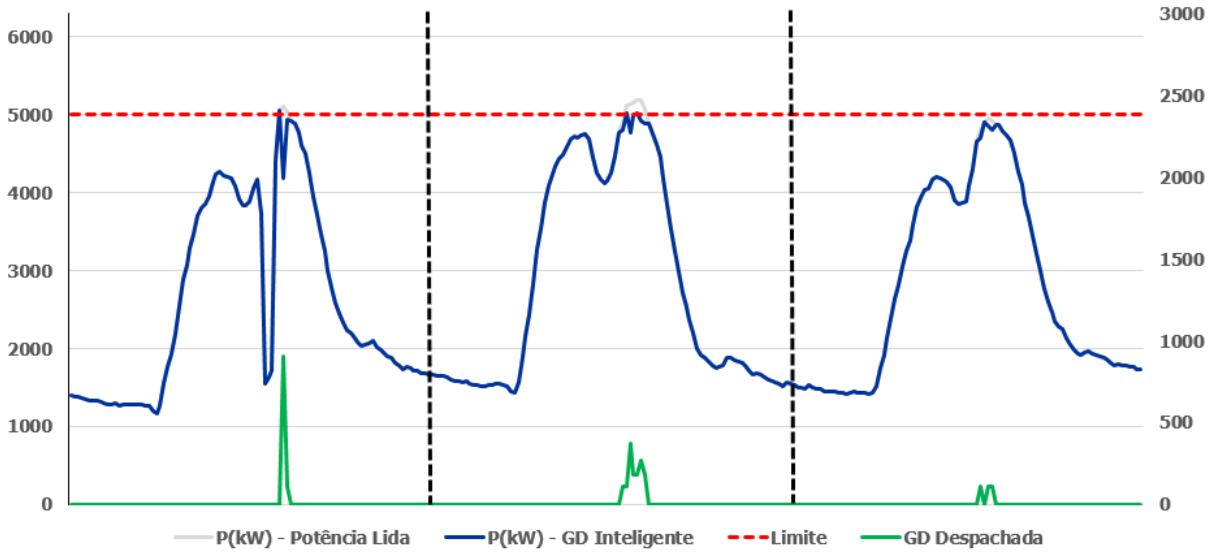
Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 21 - Curvas de demanda no mês de Novembro/16 – Dias 7 e 8.



Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 22 - Curvas de demanda no mês de Dezembro/16 – Dias 12, 13 e 21



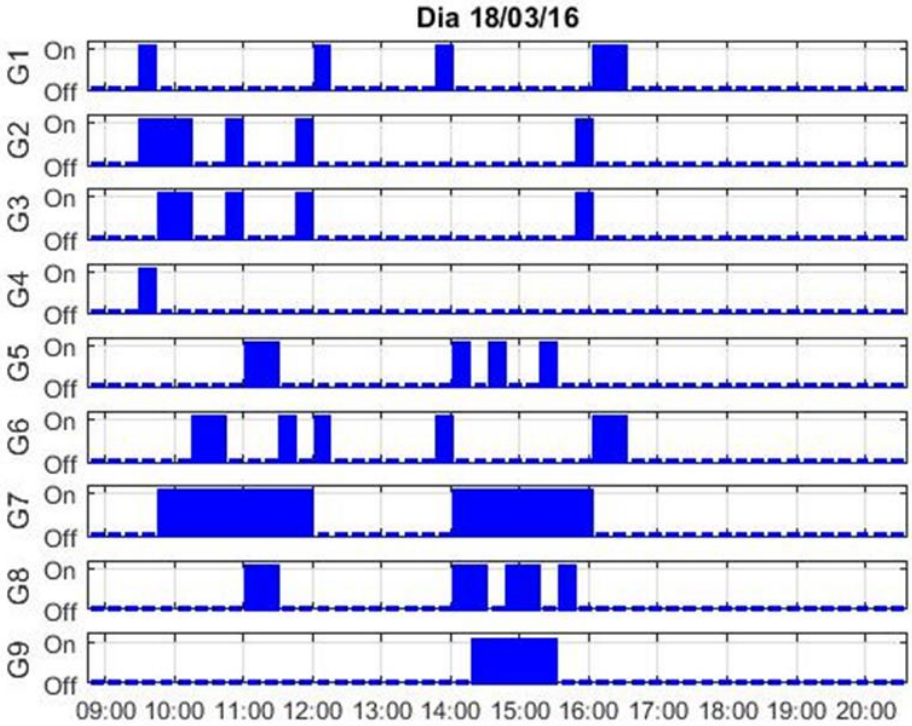
Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

É possível verificar que ao longo do tempo que, no período Fora Ponta, a demanda alcançou medições maiores que 5 MW por diversas vezes. Ao utilizar o método de previsão de demanda com controle para acionamento da geração distribuída baseado no ponto futuro, a curva de demanda diminui para valores menores de 5 MW incluindo a tolerância, eliminando praticamente toda a multa.

O gasto com a geração com diesel comercializado em postos de combustíveis é um pouco maior do que a energia adquirida da concessionária. Entretanto, isso é plenamente compensado pela não ultrapassagem de demanda, que possui custos muito elevados. Ainda, a UFSM está se capacitando para produzir biodiesel a partir do óleo de cozinha usados em seus restaurantes. Com isso terá uma redução no custo do próprio combustível o que tornará mais atrativa ainda essa solução.

A seguir, as figuras 23 a 27 ilustram a entrada e a saída dos geradores ao longo de um dia dos meses de operação do sistema com o controle inteligente proposto. As barras azuis representam a entrada em funcionamento dos geradores em intervalos de 15 minutos.

Figura 23 - Inserção dos geradores através do Controle Inteligente no dia 18/03

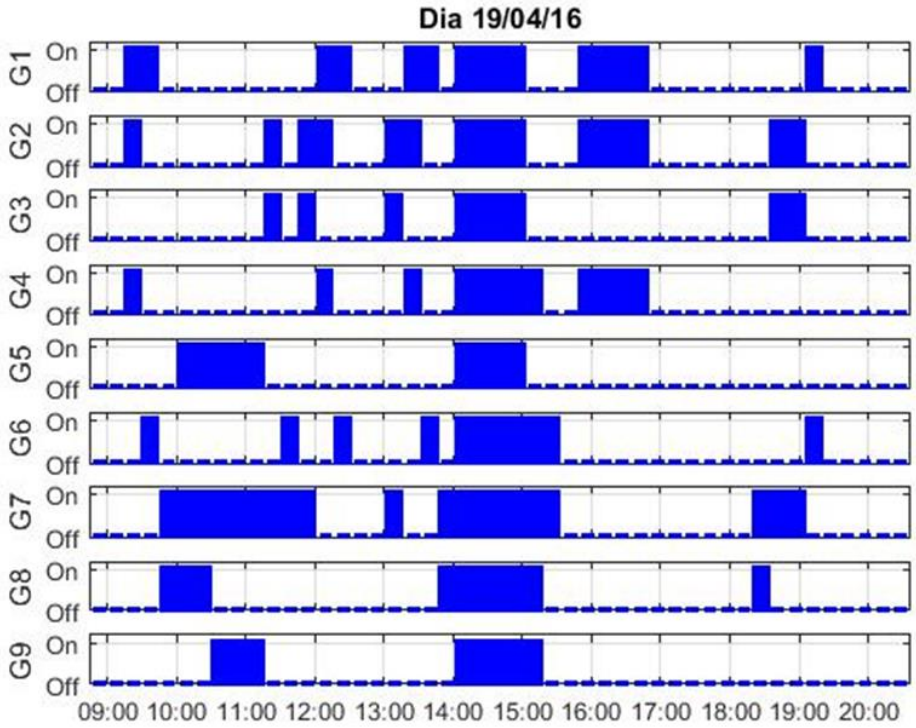


Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Observando a figura acima, vê-se que todos os nove geradores entraram em operação no dia 18 de março de 2016. Sendo que o G4 foi acionado por apenas 15 minutos às 09:30, enquanto o G7 funcionou por 4 horas e 15 minutos durante dois períodos, das 09:45 às 12:00 e das 14:00 às 16:00. Ao todo foram 17,5 horas de operação, produzindo 2221 kWh.

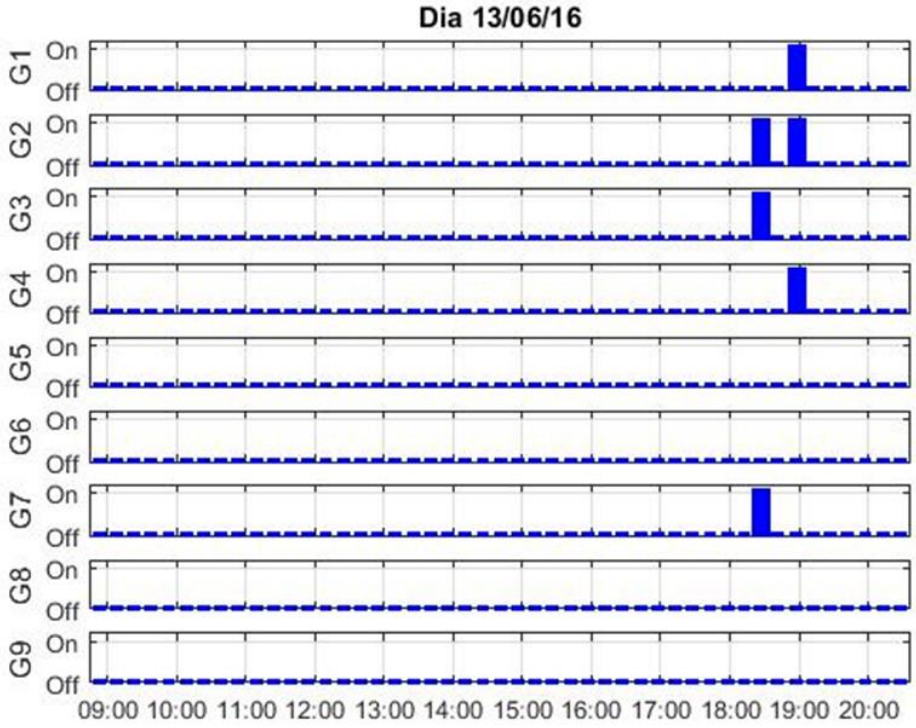
As demais figuras a seguir demonstram a operação nos dias mais significativos de alguns meses em que o sistema foi solicitado.

Figura 24 - Inserção dos geradores através do Controle Inteligente no dia 19/04



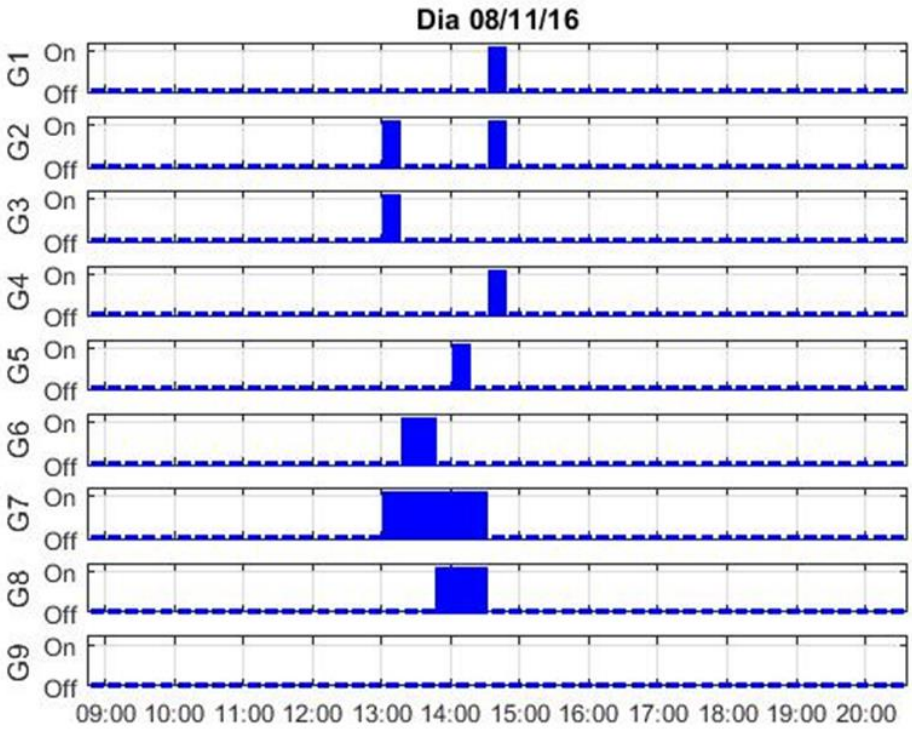
Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 25 - Inserção dos geradores através do Controle Inteligente no dia 13/06



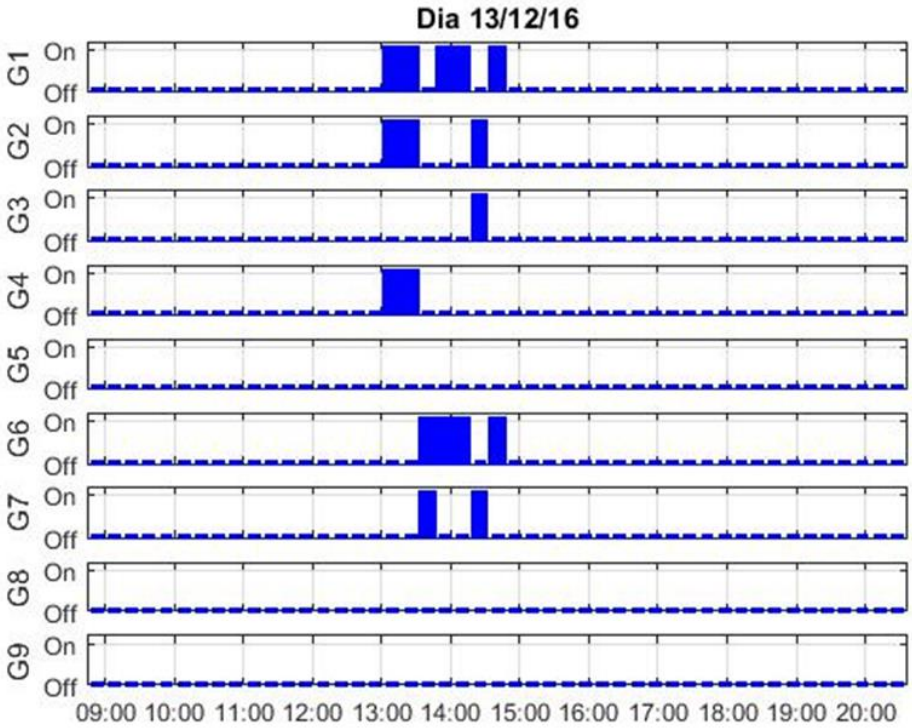
Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 26 - Inserção dos geradores através do Controle Inteligente no dia 08/11



Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 27 - Inserção dos geradores através do Controle Inteligente no dia 13/12



Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

A partir disso, verifica-se o tempo em que cada gerador ficou ligado e calcula-se o valor gasto com combustível Diesel para as análises econômicas nos tópicos a seguir.

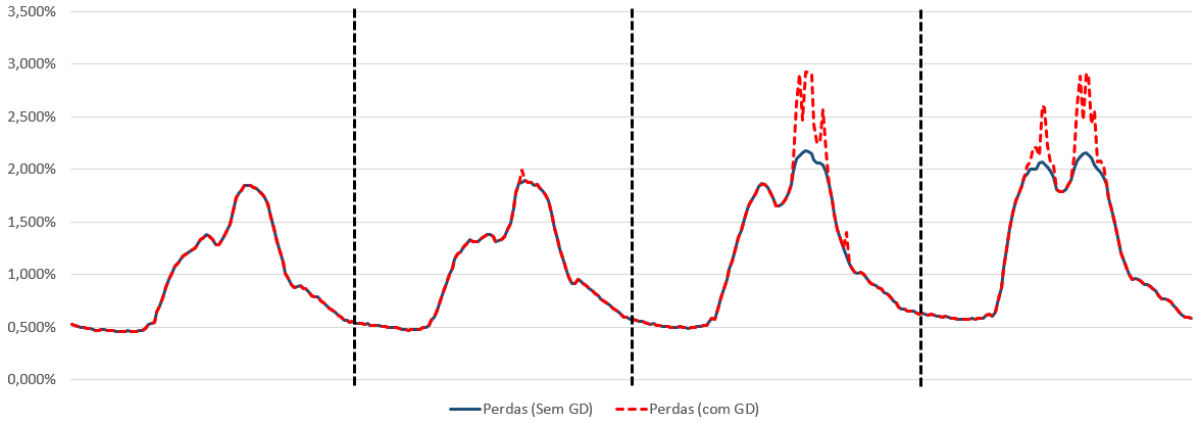
6.1.2 Análise de Perdas e Tensão

A análise de perdas é feita em todo o circuito interno da UFSM e é igual para ambas análises propostas por este trabalho (análise do contrato original com inserção de GD e análise do contrato proposto com inserção de GD).

A partir das simulações foi possível verificar que nos períodos em que ocorreram as ultrapassagens, foi necessária a entrada da GD e dessa forma as perdas aumentaram internamente.

No que tange às perdas técnicas externas, o alimentador SMA2-26 terá redução nas perdas técnicas totais justamente pelo fato de que a demanda solicitada será menor que a inicial proposta. Cabe destacar que em função dos geradores internos estarem dispostos em pontos aleatórios com potências diferentes, essas posições fixas, pode acabar acarretando no aumento de perdas. A Figura 28 abaixo representa as perdas de energia no mês de Março de 2016:

Figura 28 - Perdas de energia no mês de Março – Dias 15, 16, 17 e 18



Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

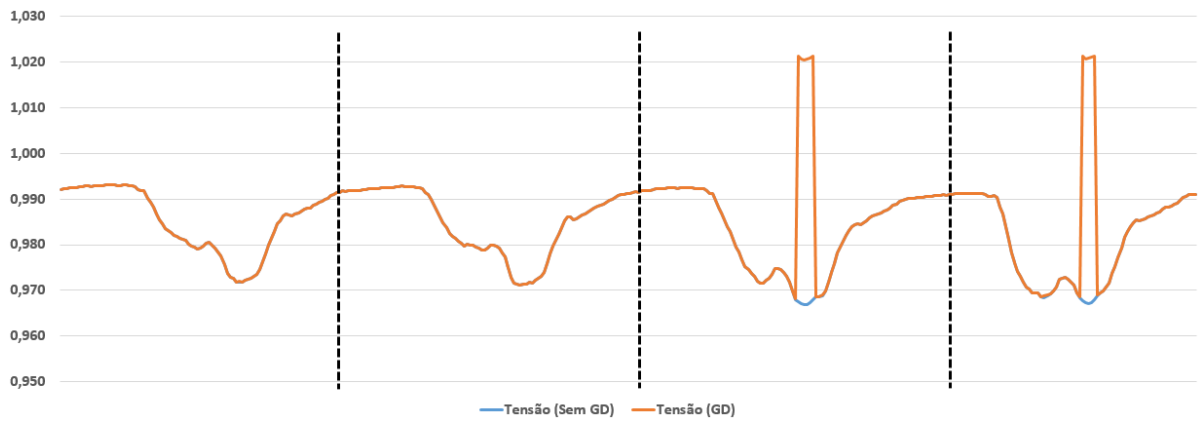
Em tese, com a inserção da geração em um ponto específico do circuito para atender determinada carga, a perda deve reduzir em função de que a demanda

suprida por essa fonte alternativa diminui o fluxo no caminho elétrico original da rede. Nesse caso, o controle da geração distribuída está referenciado diretamente ao comportamento da curva de demanda na medição em média tensão na entrada da UFSM. Ou seja, basicamente quando a geração entra, é por uma solicitação da barra principal.

Dessa forma há um fluxo reverso que flui no sentido oposto na tentativa de suprimir o excesso de demanda em algum ponto além da barra da GD. Nesse caso, como essa rede não foi planejada para operar dessa forma inicialmente, o fluxo de potência acaba percorrendo caminhos com condutores de bitola e capacidade menor e resistência maior do que se fosse no sentido radial fonte-carga original. Isso acaba resultando em perdas ligeiramente maiores, já que a perda elétrica é diretamente proporcional à resistência elétrica do condutor (ACHARYA, MAHAT E MITHULANANTHAN, 2006; JENKINS, 2000).

Com relação a análise de tensão, foi escolhida como alvo de verificação do impacto da inserção da GD a barra de baixa tensão da carga do Anfiteatro por ser a barra mais carregada com relação as outras em termos de fornecimento de energia. Sem a inserção da GD pode-se verificar nas figuras 34 a 39, que a tensão varia entre os limites de 0,964 pu e 0,993 pu nos meses em questão. Quando a inserção da GD ocorre é possível verificar que a tensão tem uma pequena elevação sendo que o máximo passa a ser 1,021 pu, respeitando os limites de operação dessa grandeza para os meses em que ocorre a inserção. A Figura 29 abaixo representa a variação de tensão no mês de Março de 2016:

Figura 29 - Tensão da barra Anfiteatro no mês de Março – Dias 15, 16, 17 e 18



Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

De fato, o auxílio na tensão já era previsto quando ocorre a inserção de GD. Como já citado anteriormente, devido a alocação dos geradores, das suas respectivas potências e da simulação utilizar com referência a barra principal para programar o despacho inteligente, em alguns momentos a barra de fornecimento de energia do Anfiteatro observada nas figuras anteriores, não sentiu a variação de tensão. Isso ocorre porque os geradores que foram despachados no momento da necessidade, estão mais distantes do que aqueles que ocasionaram a variação de tensão nesta mesma barra.

6.1.3 Análise Econômica

A análise econômica consiste em recalcular a fatura de demanda da UFSM nos meses em que ocorreram as multas através dos gráficos das curvas de demanda e consumos mensais e ajustar os valores finais de demanda máxima e consumo para comparar a diferença de economia com e sem geração distribuída. Para essa análise são considerados os valores de kWh das contas faturas na época. Para contabilizar os gastos dos geradores utilizados, serão considerados que para cada kWh de geração de todos geradores, o consumo médio é de 0,2 litros. O preço do Diesel comercial será considerado R$ 3,40 por litro.

6.1.3.1 Análise das Faturas para o Contrato Atual de Demanda

Tabela 08 - Análise das faturas do mês de Março/16

	Sem GD	**Com GD**
Consumo em Ponta	R$ 70.650,31	R$ 70.500,31
Consumo em Fora Ponta	R$ 480.956,11	R$ 479.426,11
Demanda em Ponta	R$ 73.763,64	R$ 69.118,57
Demanda em Fora Ponta	R$ 88.396,38	R$ 79.707,98
Ultrapassagem Demanda Ponta	R$ 8.175,31	R$ 0,00
Ultrapassagem Dem. Fora Ponta	R$ 22.469,47	R$ 0,00
Gasto com Diesel	R$ 0,00	R$ 2.843,96
Total da Fatura	**R$ 1.029.920,90**	**R$ 987.106,61**

Fonte: Do autor com dados das faturas de demanda da UFSM.

Tabela 09 - Análise das faturas do mês de Abril/16

	Sem GD	Com GD
Consumo em Ponta	R$ 70.974,49	R$ 70.797,49
Consumo em Fora Ponta	R$ 501.350,08	R$ 498.038,08
Demanda em Ponta	R$ 82.496,05	R$ 72.967,20
Demanda em Fora Ponta	R$ 96.283,62	R$ 83.828,94
Ultrapassagem Demanda Ponta	R$ 22.059,29	R$ 0,00
Ultrapassagem Dem. Fora Ponta	R$ 35.112,42	R$ 10.203,00
Gasto com Diesel	R$ 0,00	R$ 6.493,78
Total da Fatura	**R$ 1.116.273,33**	**R$ 1.050.325,87**

Fonte: Do autor com dados das faturas de demanda da UFSM.

Tabela 10 - Análise das faturas do mês de Junho/16

	Sem GD	Com GD
Consumo em Ponta	R$ 79.720,99	R$ 79.600,99
Consumo em Fora Ponta	R$ 508.190,41	R$ 508.190,41
Demanda em Ponta	R$ 76.114,58	R$ 73.347,21
Demanda em Fora Ponta	R$ 79.026,23	R$ 79.026,23
Ultrapassagem Demanda Ponta	R$ 7.844,87	R$ 0,00
Ultrapassagem Dem. Fora Ponta	R$ 0,00	R$ 0,00
Gasto com Diesel	R$ 0,00	R$ 157,90
Total da Fatura	**R$ 1.013.014,27**	**R$ 1.002.439,93**

Fonte: Do autor com dados das faturas de demanda da UFSM.

Tabela 11 - Análise das faturas do mês de Novembro/16

	Sem GD	Com GD
Consumo em Ponta	R$ 54.676,42	R$ 54.676,42
Consumo em Fora Ponta	R$ 441.701,95	R$ 441.371,95
Demanda em Ponta	R$ 70.142,52	R$ 70.142,52
Demanda em Fora Ponta	R$ 83.478,04	R$ 76.936,16
Ultrapassagem Demanda Ponta	R$ 0,00	R$ 0,00
Ultrapassagem Dem. Fora Ponta	R$ 13.390,88	R$ 0,00
Gasto com Diesel	R$ 0,00	R$ 610,01
Total da Fatura	**R$ 930.178,41**	**R$ 910.525,66**

Fonte: Do autor com dados das faturas de demanda da UFSM.

Tabela 12 - Análise das faturas do mês de Dezembro/16

	Sem GD	Com GD
Consumo em Ponta	R$ 57.105,57	R$ 57.105,57
Consumo em Fora Ponta	R$ 482.844,30	R$ 482.604,30
Demanda em Ponta	R$ 70.105,05	R$ 70.105,05
Demanda em Fora Ponta	R$ 79.657,76	R$ 75.858,73
Ultrapassagem Demanda Ponta	R$ 0,00	R$ 0,00
Ultrapassagem Dem. Fora Ponta	R$ 0,00	R$ 0,00
Gasto com Diesel	R$ 0,00	R$ 467,57
Total da Fatura	**R$ 956.551,74**	**R$ 952.980,28**

Fonte: Do autor com dados das faturas de demanda da UFSM.

Através das tabelas acima é possível observar que a inserção da geração distribuída em tempo real, acarretou em uma economia total de R$ 142.560,30. A maior diferença nesse valor está no controle da demanda para evitar que se ocorra ultrapassagens e multas aplicadas sobre. Já no consumo de energia a diferença é bem menos perceptível devido a quantidade de tempo em que os geradores ficam em operação. O valor de economia citado acima pode ainda ter um ganho se o Diesel utilizado for substituído pelo etanol fabricado pela própria UFSM.

6.2 ANÁLISE DO CONTRATO PROPOSTO DE DEMANDA

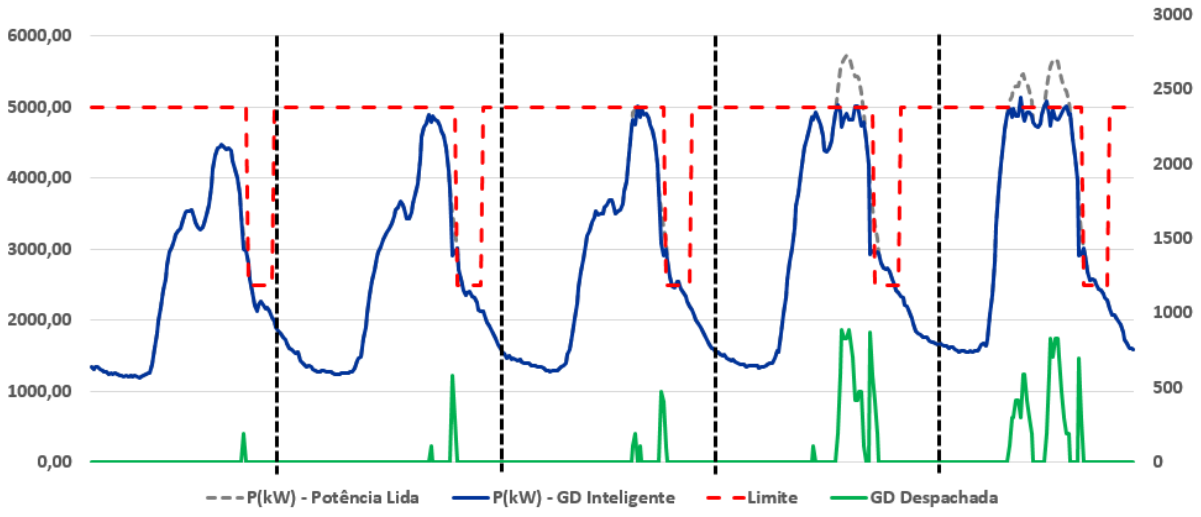
Para esta análise, estamos propondo a redução do contrato de demanda na Ponta em 500 kW em função de que historicamente a UFSM atinge máximos de demanda que são completamente possíveis de se despachar geração distribuída sem violar os 2,5 MW neste patamar.

6.2.1 Análise de Carregamento

Com relação a demanda lida no ano de 2016 para o novo valor na Ponta e a inserção da GD quando houve a necessidade de conter a ultrapassagem, nota-se também através das figuras abaixo, que nos meses de março, abril, maio, junho, julho, outubro, novembro e dezembro, o algoritmo de simulação com despacho de geração com controle inteligente adaptativo foi extremamente eficaz também. Quando houve ultrapassagem de demanda, a mesma foi contida e ficou dentro do

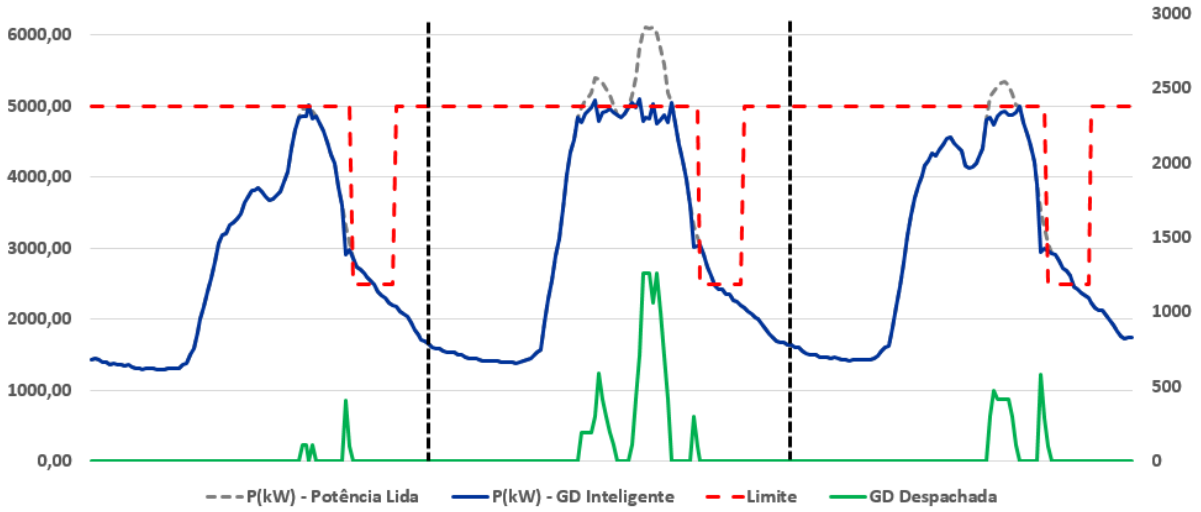
limite de tolerância de 5%. Em raros momentos permitiu ultrapassagem mínima, mas que comparado ao caso anterior é bem menor. As figuras a seguir mostram o desempenho nos meses citados acima, do método com a utilização do despacho dos geradores.

Figura 30 - Curvas de demanda no mês de março/16 – Dias 8, 15, 16, 17 e 18



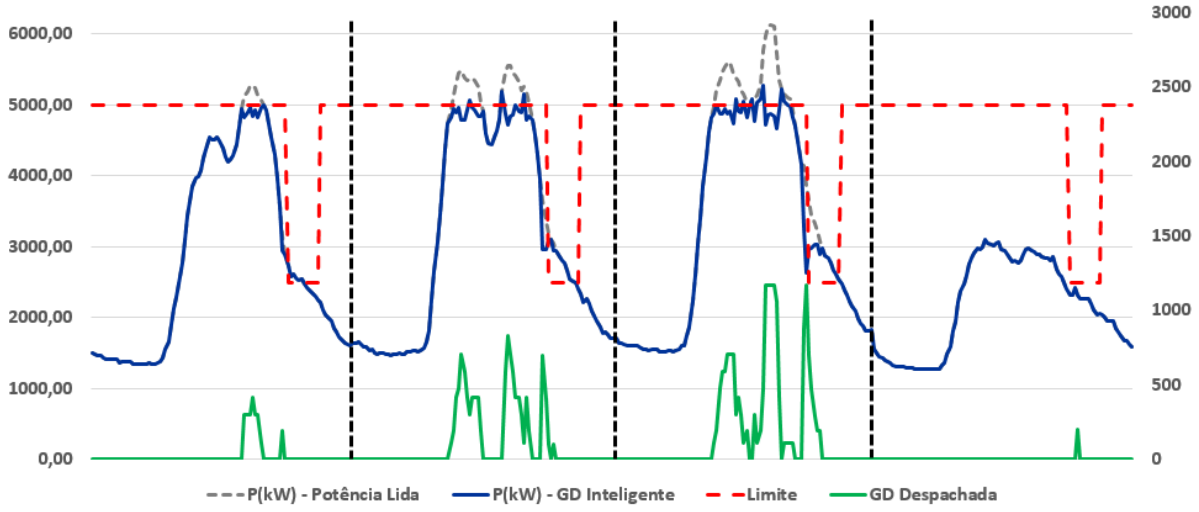
Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 31 - Curvas de demanda no mês de Abril/16 – Dias 5, 6 e 7



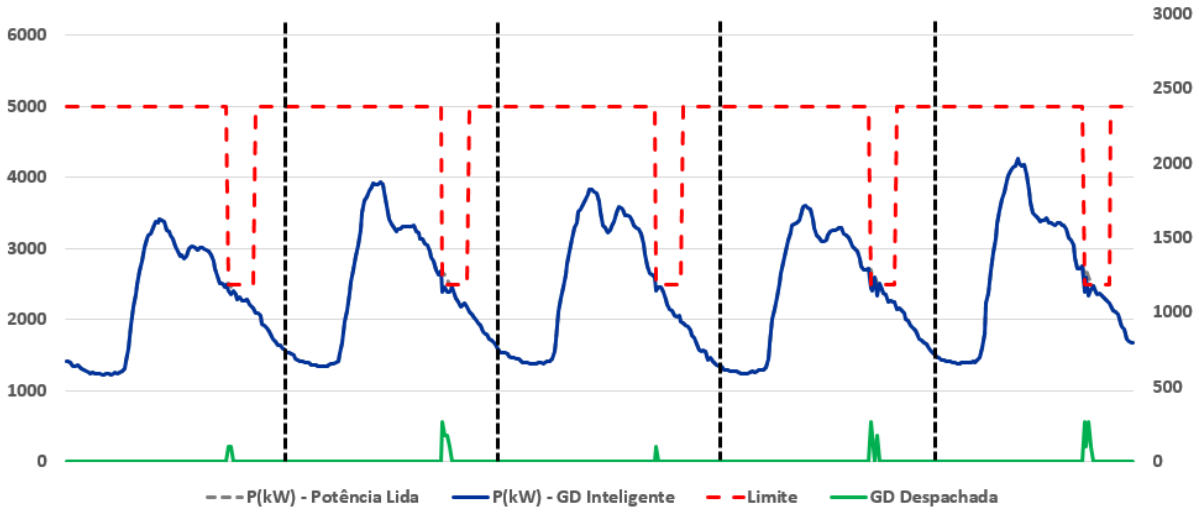
Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 32 - Curvas de demanda no mês de Abril/16 – Dias 15, 18, 19 e 28



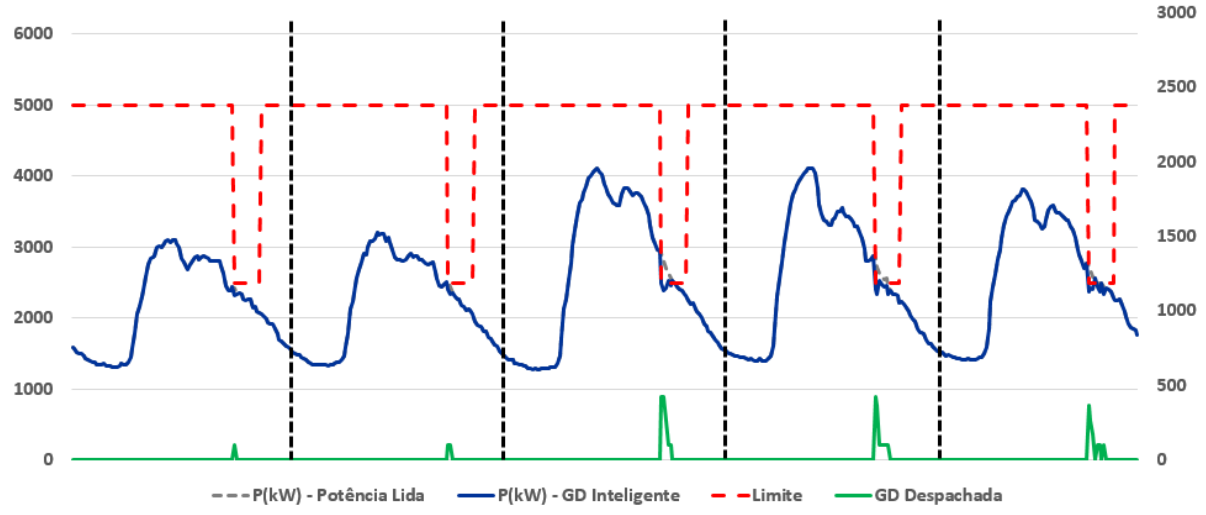
Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 33 - Curvas de demanda no mês de Maio/16 – Dias 18, 19, 20, 23 e 24



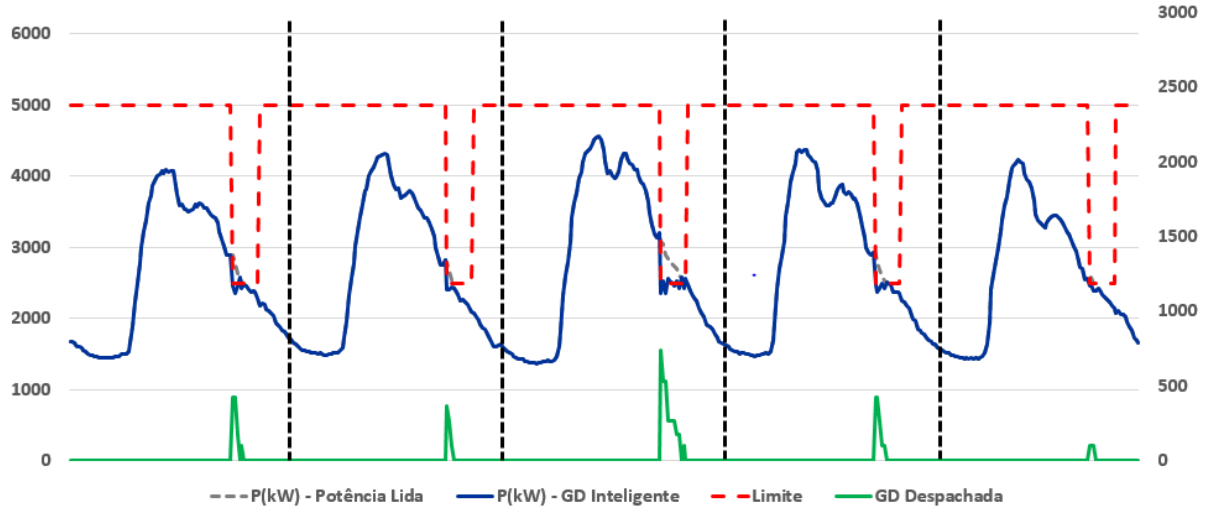
Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 34 - Curvas de demanda no mês de Junho/16 – Dias 1, 2, 6, 7 e 8



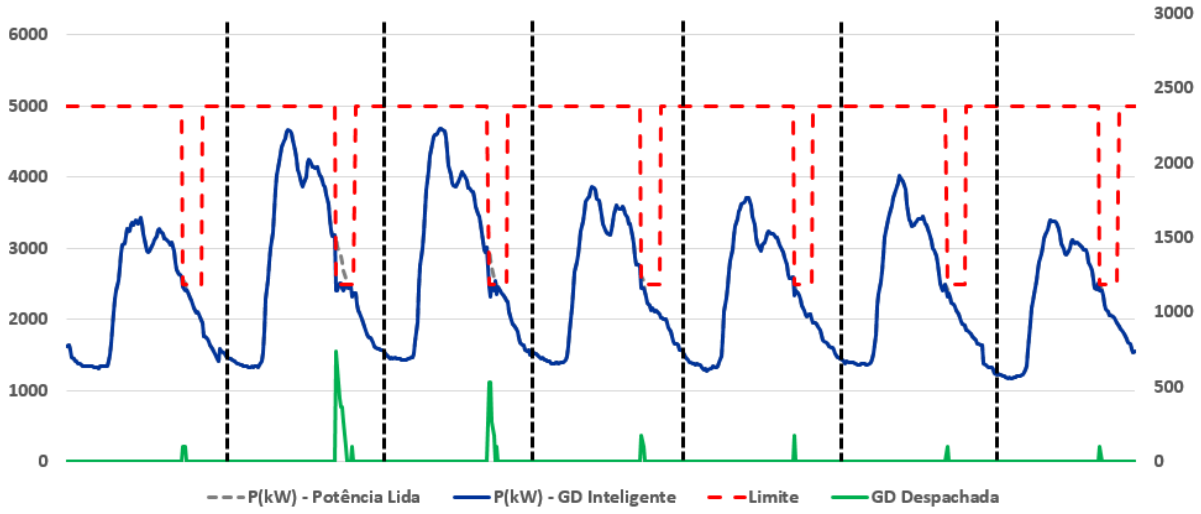
Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 35 - Curvas de demanda no mês de Junho/16 – Dias 9, 10, 13, 14 e 15



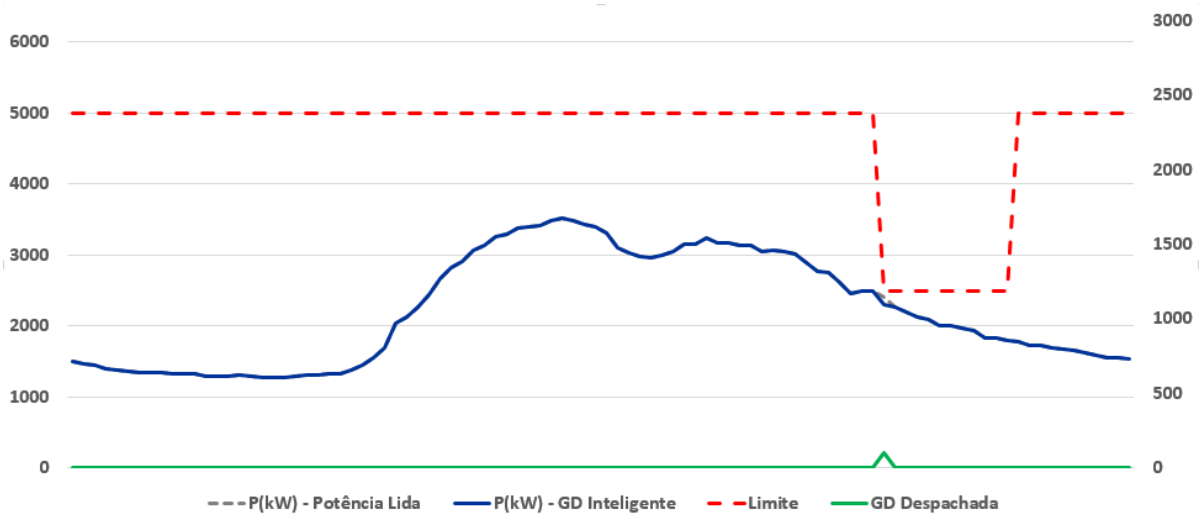
Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 36 - Curvas de demanda mês de Junho/16 – Dias 16, 20, 21, 22, 23, 24 e 27



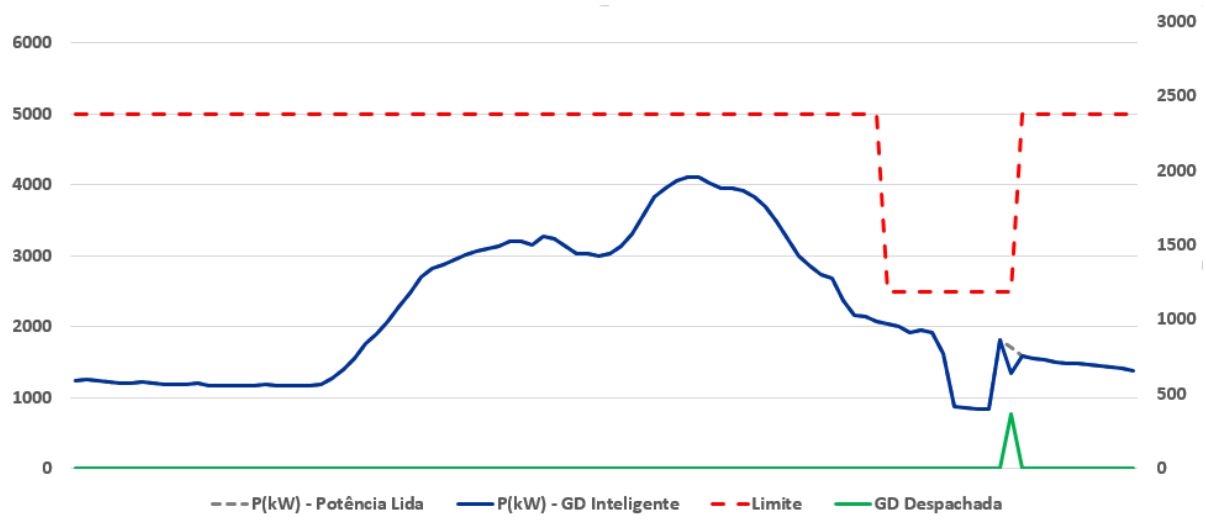
Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 37 - Curvas de demanda no mês de Julho/16 – Dia 13



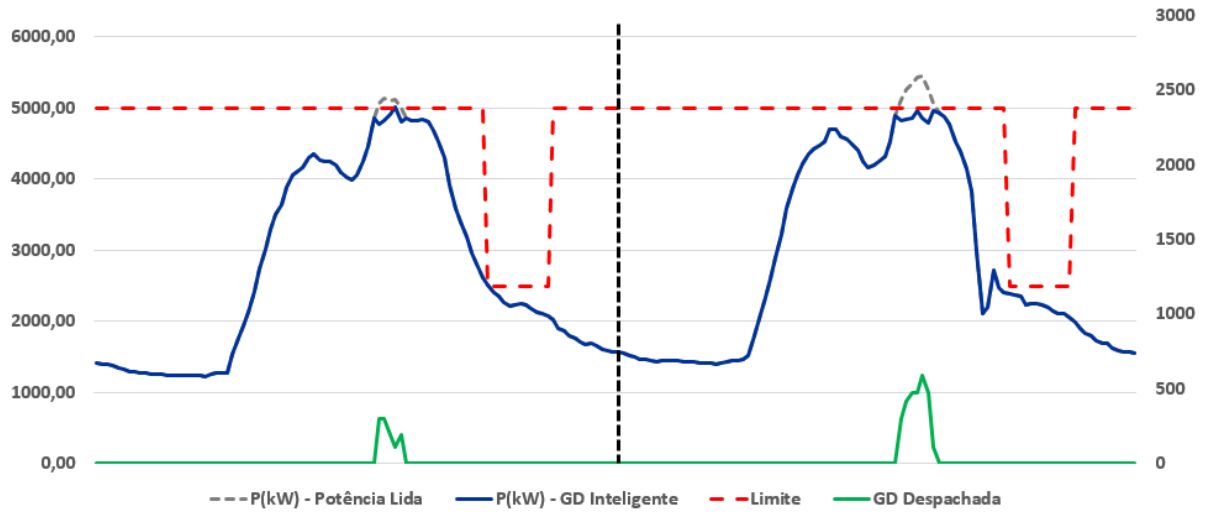
Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 38 - Curvas de demanda no mês de Outubro/16 – Dia 24



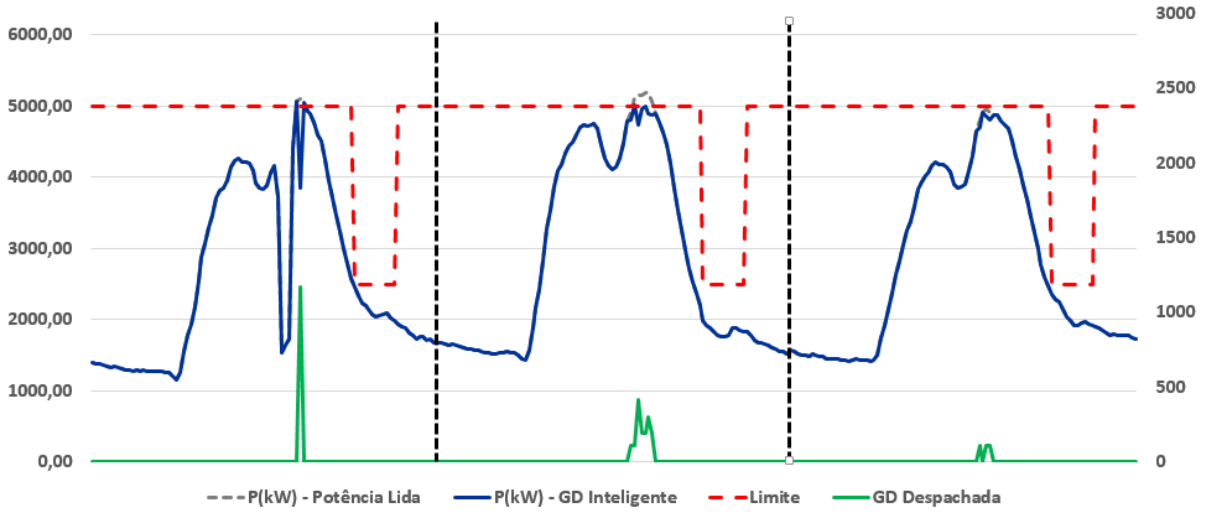
Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 39 - Curvas de demanda no mês de Novembro/16 – Dias 7 e 8



Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 40 - Curvas de demanda no mês de Dezembro/16 – Dias 13, 20 e 21

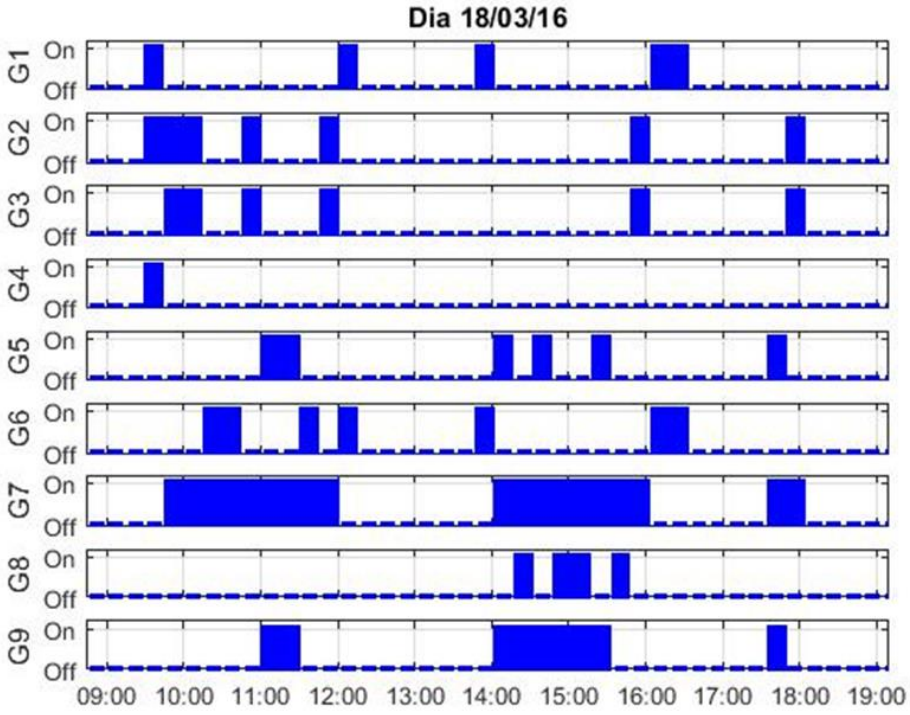


Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

É possível verificar que ao longo do tempo que a demanda alcançou medições maiores que 2,5 MW por diversas vezes, no período Ponta. Ao utilizar o método de previsão de demanda com controle para acionamento da geração distribuída baseado no ponto futuro, a curva de demanda diminui para valores menores de 2,5 MW incluindo a tolerância, eliminando praticamente toda a multa, enquanto que o gasto com a geração ainda é menor se considerar o valor total economizado pela alteração deste contrato.

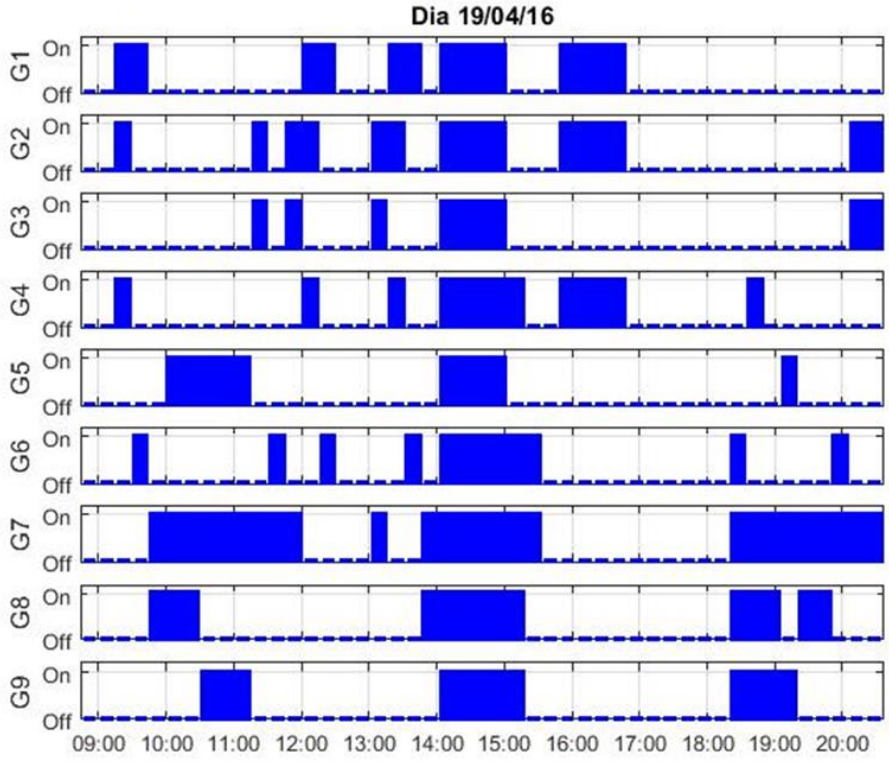
Abaixo, segue as figuras que representam a entrada e a saída dos geradores ao longo dos meses de inserção. O número 1 representa a inserção do gerador na rede enquanto o número 0 representa a saída dele da rede.

Figura 41 - Inserção dos geradores através do Controle Inteligente no dia 18/03



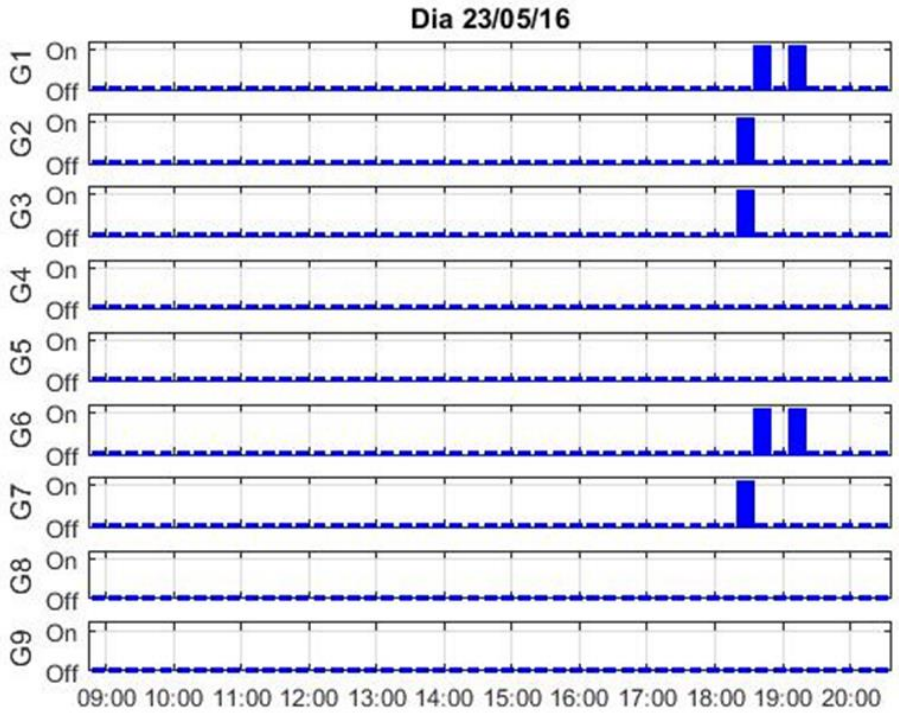
Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 42 - Inserção dos geradores através do Controle Inteligente no dia 19/04



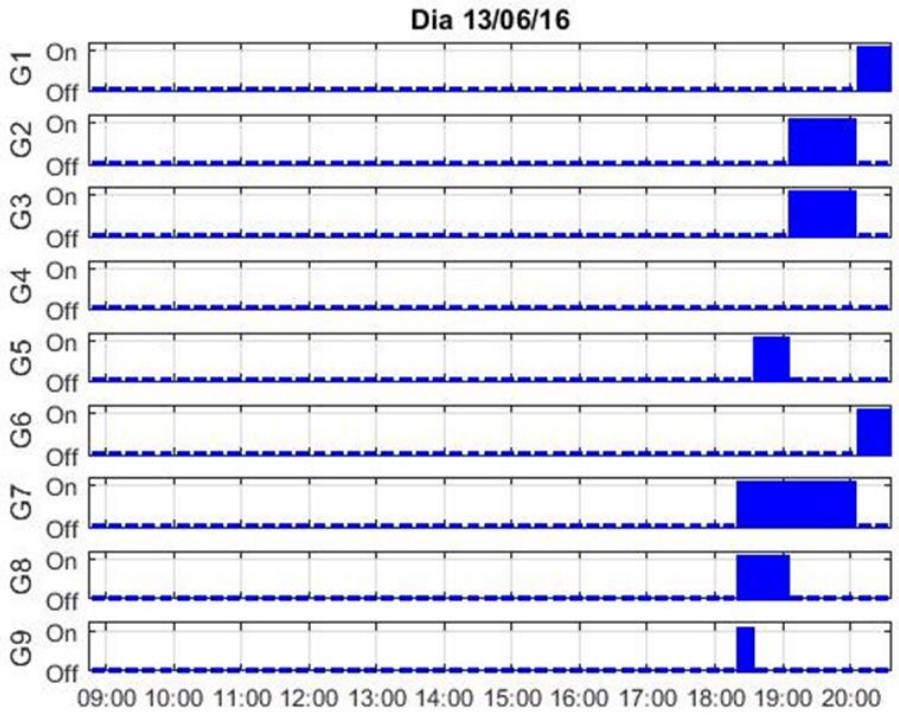
Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 43 - Inserção dos geradores através do Controle Inteligente no dia 23/05



Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

Figura 44 - Inserção dos geradores através do Controle Inteligente no dia 13/06



Fonte: Do autor com dados da curva de demanda da UFSM.

A partir disso, verifica-se o tempo em que cada gerador ficou ligado e calcula-se o valor gasto com combustível Diesel para as análises econômicas nos tópicos a seguir.

6.2.2 Análise Econômica

A análise econômica consiste em recalcular a fatura de demanda da UFSM nos meses em que ocorreram as multas através dos gráficos das curvas de demanda e consumos mensais e ajustar os valores finais de demanda máxima e consumo para comparar a diferença de economia com e sem geração distribuída. Para essa análise são considerados os valores de kWh das contas faturas na época. Para contabilizar os gastos dos geradores utilizados, serão considerados que para cada kWh de geração de todos geradores, o consumo médio é de 0,2 litros. O preço do Diesel comercial será considerado R$ 3,40 por litro. Nos meses de maio, julho e outubro onde a GD não foi despachada pela análise anterior, será comparado o contrato original sem a inserção da GD com o contrato alterado e inserindo a GD que foi despachada.

6.2.2.1 Análise das Faturas para o Contrato Alterado de Demanda

Tabela 13 - Análise das faturas do mês de Março/16

	Com GD Contrato Original	**Com GD Contrato Alterado**
Consumo em Ponta	R$ 70.500,31	R$ 70.000,31
Consumo em Fora Ponta	R$ 479.426,11	R$ 479.426,11
Demanda em Ponta	R$ 69.118,57	R$ 60.014,24
Demanda em Fora Ponta	R$ 79.707,98	R$ 79.707,98
Ultrapassagem Demanda Ponta	R$ 0,00	R$ 0,00
Ultrapassagem Dem. Fora Ponta	R$ 0,00	R$ 0,00
Gasto com Diesel	R$ 2.843,96	R$ 3.627,17
Total da Fatura	**R$ 987.106,61**	**R$ 978.285,49**

Fonte: Do autor com dados das faturas de demanda da UFSM.

Tabela 14 - Análise das faturas do mês de Abril/16

	Com GD Contrato Original	Com GD Contrato Alterado
Consumo em Ponta	R$ 70.797,49	R$ 69.497,49
Consumo em Fora Ponta	R$ 498.038,08	R$ 498.038,08
Demanda em Ponta	R$ 72.967,20	R$ 60.571,65
Demanda em Fora Ponta	R$ 83.828,94	R$ 83.828,94
Ultrapassagem Demanda Ponta	R$ 0,00	R$ 0,00
Ultrapassagem Dem. Fora Ponta	R$ 10.203,00	R$ 10.203,00
Gasto com Diesel	R$ 6.493,78	R$ 7.970,99
Total da Fatura	**R$ 1.050.325,87**	**R$ 1.038.107,53**

Fonte: Do autor com dados das faturas de demanda da UFSM.

Tabela 15 - Análise das faturas do mês de Maio/16

	Sem GD	Com GD Contrato Alterado
Consumo em Ponta	R$ 67.038,55	R$ 66.688,55
Consumo em Fora Ponta	R$ 425.336,27	R$ 425.336,27
Demanda em Ponta	R$ 71.696,00	R$ 62.150,73
Demanda em Fora Ponta	R$ 78.483,26	R$ 78.483,26
Ultrapassagem Demanda Ponta	R$ 0,00	R$ 0,00
Ultrapassagem Dem. Fora Ponta	R$ 0,00	R$ 0,00
Gasto com Diesel	R$ 0,00	R$ 412,49
Total da Fatura	**R$ 871.001,24**	**R$ 861.518,46**

Fonte: Do autor com dados das faturas de demanda da UFSM.

Tabela 16 - Análise das faturas do mês de Junho/16

	Com GD Contrato Original	Com GD Contrato Alterado
Consumo em Ponta	R$ 79.600,99	R$ 77.600,99
Consumo em Fora Ponta	R$ 508.190,41	R$ 508.190,41
Demanda em Ponta	R$ 73.347,21	R$ 62.133,37
Demanda em Fora Ponta	R$ 79.026,23	R$ 79.026,23
Ultrapassagem Demanda Ponta	R$ 0,00	R$ 0,00
Ultrapassagem Dem. Fora Ponta	R$ 0,00	R$ 0,00
Gasto com Diesel	R$ 157,90	R$ 2.870,13
Total da Fatura	**R$ 1.002.439,93**	**R$ 991.938,32**

Fonte: Do autor com dados das faturas de demanda da UFSM.

Tabela 17 - Análise das faturas do mês de Julho/16

	Sem GD	Com GD Contrato Alterado
Consumo em Ponta	R$ 60.295,10	R$ 60.282,10
Consumo em Fora Ponta	R$ 415.790,28	R$ 415.790,28
Demanda em Ponta	R$ 72.341,67	R$ 60.284,73
Demanda em Fora Ponta	R$ 79.189,93	R$ 79.189,93
Ultrapassagem Demanda Ponta	R$ 0,00	R$ 0,00
Ultrapassagem Dem. Fora Ponta	R$ 0,00	R$ 0,00
Gasto com Diesel	R$ 0,00	R$ 17,75
Total da Fatura	**R$ 851.942,23**	**R$ 839.890,04**

Fonte: Do autor com dados das faturas de demanda da UFSM.

Tabela 18 - Análise das faturas do mês de Outubro/16

	Sem GD	Com GD Contrato Alterado
Consumo em Ponta	R$ 53.812,41	R$ 53.757,41
Consumo em Fora Ponta	R$ 377.097,84	R$ 377.097,84
Demanda em Ponta	R$ 69.348,57	R$ 57.790,47
Demanda em Fora Ponta	R$ 75.913,48	R$ 75.913,48
Ultrapassagem Demanda Ponta	R$ 0,00	R$ 0,00
Ultrapassagem Dem. Fora Ponta	R$ 0,00	R$ 0,00
Gasto com Diesel	R$ 0,00	R$ 64,26
Total da Fatura	**R$ 784.489,60**	**R$ 772.940,76**

Fonte: Do autor com dados das faturas de demanda da UFSM.

É possível verificar que com o novo modelo de contrato, adiciona-se a economia anterior de R$ 142.560,30 o valor de R$ 64.625,00 totalizando R$ 230.185,30. Essa nova economia ainda se estende aos meses em que mesmo quando a GD não entrou em operação nesse novo contrato (janeiro, fevereiro, agosto, setembro, novembro e dezembro) e que há uma redução no valor de contratado de Demanda Ponta, sendo economizados por mês aproximadamente R$ 11.500,00, ou seja, R$ 69.000,00 nesses quatro meses

A economia total do ano com o contrato em 5 MW fora ponta e 2,5 MW ponta se comparado com o contrato original sem controle nenhum, é de R$ 276.185,30. Na segunda análise de alteração de contrato de demanda, o mês de novembro e

dezembro não apareceram pois mesmo com os novos valores de demanda, a GD não foi acionada em comparação com o caso com os valores de demanda originais com a inserção de GD.

6.3 CONCLUSÕES GERAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo, apresentou-se as análises técnica e econômica, que nos permitiram confirmar algumas hipóteses de pesquisa, bem como constatar que é possível a inserção da Geração Distribuída na rede elétrica da UFSM, trazendo benefícios para o sistema elétrico.

A análise técnica - composta por Análise de Carregamento, Análise de Tensão e Análise de Perdas Técnicas – mostrou que, em termos de carregamento, a simulação elétrica cumpriu o seu papel ao evitar as ultrapassagens de demanda com a inserção da GD. O que possibilitou, inclusive, uma proposta de alteração no contrato de demanda atual da UFSM.

No que diz respeito à tensão, pode-se perceber que a entrada da geração contribui para o aumento do nível de tensão, porém o mesmo não ultrapassa variações de, em média 3,5%, sendo que o valor aplicado a redes da distribuidora é 5%. Com relação as perdas técnicas, houve um pequeno incremento devido aos motivos já explicados no decorrer deste capítulo, porém o valor final das perdas também fica dentro do que é aplicado às redes da distribuidora (critério de planejamento limitado em 5%).

A análise econômica nos mostrou que a maior diferença está no valor contratado de demanda, pois o maior custo da fatura de energia da UFSM consiste nas ultrapassagens de demanda cujos valores aplicados são bem maiores do que o que é praticado regularmente. Além disso, a diferença no consumo de energia em função da inserção de geradores não é tão impactante devido ao fato de que as máquinas não permanecem por muito tempo ligadas continuamente já que são inseridas somente em situações eventuais de previsão de ultrapassagem de demanda.

Por fim, observou-se que o contrato de demanda no patamar Ponta poderia ser reduzido em função da capacidade de geração e dos valores históricos consumidos pela UFSM. Tal redução representaria uma significativa economia à instituição.

7 CONCLUSÕES

Esta dissertação apresentou uma estrutura teórica, prática e metodológica para o despacho de geradores distribuídos em uma microrrede, visando controlar os limites de demanda nos horários de ponta e fora ponta medidos no ponto de entrega da concessionária. O estudo de caso foi realizado considerando a rede de distribuição da Universidade Federal de Santa Maria – UFSM, que conta com nove geradores de diferentes potências, e os dados de consumo do ano de 2016.

O problema de ultrapassagens, que gera multas para a instituição, foi solucionado utilizando o modelo matemático de regressão linear simples para previsão da demanda e despacho de geração. Além disso, a metodologia considerou dados reais na modelagem da rede elétrica (como distâncias, cargas e dados dos condutores) e as medições realizadas de todos os meses no referido ano.

O modelo para composição da curva de demanda prevista se mostrou bastante eficaz, pois comparando os valores previstos e os valores medidos reais, os erros percentuais são pequenos, quase imperceptíveis. Já o modelo Média Móvel que foi utilizado para comparação de resultados na previsão de demanda se mostrou menos assertivo e por isso foi desconsiderado para simulação. Os resultados das simulações mostraram que o controle horário, sem métodos de previsão inclusos, demonstram um resultado satisfatório, porém não suficiente. Mas a inserção da geração de segunda a sexta durante o ano todo é desnecessária e ocasiona custos excessivos com operação e manutenção dos mesmos.

Com o controle inteligente adaptativo de previsão de demanda para despacho de geração, foi possível atingir uma economia de R$ 142.560,30 por ano. Sendo que se for feita uma revisão do montante contratado no horário de ponta é possível se aumentar esse valor para R$ 276.185,30. Além disso, despachar energia de fontes alternativas e distribuídas na rede interna, observou-se um ganho significativo também nos níveis de tensão.

Com relação às perdas de energia observou-se um acréscimo quando comparado a não utilização da geração distribuída. Isso ocorre primeiramente em função da localização das GD’s na rede interna da UFSM e também da quantidade de demanda solicitada pela carga. A GD pode ser usada de forma local para reduzir as perdas em pontos específicos internos, ou como é o caso deste trabalho, utilizada de forma macro gerenciada pela curva de demanda, o qual segue o contrato

analisado. Além disso, os condutores ao longo do trecho vão reduzindo a bitola e consequentemente aumentando a resistência elétrica, fator diretamente proporcional às perdas elétricas.

A integração das etapas aliada às melhorias de controle dos modelos apresentados por esta metodologia, poderão formar um sistema de gerenciamento automático de despacho de geração em tempo real baseado não somente no contrato de demanda, mas também em outros parâmetros que a inserção da geração distribuída pode influenciar na rede elétrica. Um sistema de supervisão e controle (SCADA) com um processamento remoto através de medições em tempo real poderá acionar geradores capazes de controlar tais variáveis.

Este trabalho destacou ainda a relação custo-benefício da implementação de geração distribuída para reduzir gastos excessivo em multas na conta de um consumidor A4. Com o valor economizado, cria-se um ciclo de investimentos onde cada vez mais é possível renegociar o contrato, diminuir o consumo via rede da concessionária e direcionar os investimentos para geração distribuída para atendimento total do próprio cliente.

Os parâmetros de níveis de tensão bem como o cuidado com a redução de perdas na rede elétrica foram resultados paralelos ocorridos juntamente ao objetivo principal, de propor um controle inteligente de despacho de geração para controle da curva de demanda da UFSM. Eles foram verificados para garantir a viabilidade técnica da proposta.

7.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Considerando a implementação desta simulação no futuro, segue possíveis abordagens:

- Desenvolvimento de algoritmos para reconfiguração da rede de distribuição em análises de perdas e níveis de tensão nos meses em que a geração não foi solicitada;
- Desenvolvimento de técnicas para uma análise de inserção de banco de baterias para complementação de despacho de geração com energia fotovoltaica e eólica, utilizando os parâmetros de perdas de energia, níveis de tensão e demanda como critérios de controle;
- Otimização do uso de geração nos períodos ponta e fora ponta para redução no contrato de demanda utilizando a margem de tolerância de 5 %;
- Análise da contratação de demanda e despacho em função da inserção de fontes renováveis intermitentes, como solar e eólica.

REFERÊNCIAS

ANEEL. (2016). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional** – PRODIST - Módulo 8, Revisão V9. Agência Nacional de Energia Elétrica. Fonte: http://www.aneel.gov.br/modulo-8 ANEEL. (2018).

ALAM, M. S., Modeling and analysis of a Wind/PV/fuel cell hybrid power system in HOME. In: Second IEEE Conf. Of Industrial Eletronics and Applications, 2007, Harbin. **Anais...** Harbin:[s.n], 2007. P. 1594-1599.

AZEVEDO, R. M. **Impactos Operacionais da Complementariedade de Fontes de Geração Solar Fotovoltaica e a Biogás em Sistemas de Distribuição**. Dissertação de Mestrado, UFSM, Santa Maria - RS, 2016. Disponível em: <http://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/8582/AZEVEDO%2c%20RODRIGO%20MOTTA%20DE.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: nov. 2017.

BALLINI, R., **Análise e previsão de vazões utilizando modelos de redes temporais, redes neurais e redes neurais nebulosas**. Tese de Doutorado, Unicamp, Campinas - SP, 2000.

BRACALE, A. et al., **Short-term industrial load forecasting:** a case study in an italian factory. 2017 ieee pes innovative smart grid technologies conference europe (isgt-europe), 2017. p. 1–6.

CHARYTONIUK, W.; CHEN, M. S., **Very Short-Term Load Forecasting Using Artificial Neural Networks**. IEEE Transaction on Power System, vol. 15, no. 1, pp. 263-268, February 2000.

CHOWDHURY, S.; CHOWDHURY, S. P.; CROSSLEY, P., **Microgrids and active distribution networks**. IET, 2009.

CLEMENTS, A. E.; HURN, A. S.; LI, Z., **Forecasting day-ahead electricity load using a multiple equation time series approach**. European journal of operational research, 2015. v. 251, p. 522–530.

DIAS, M. V. X., **Geração Distribuída no Brasil** – Oportunidades e Barreiras. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá - MG, 2005. Disponível em < http://saturno.unifei.edu.br/bim/0029506.pdf>. Acesso em: out. 2017.

DUDEK, G., **Neural networks for pattern-based short-term load forecasting: a comparative study. Neurocomputing**, 2016. v. 205, p. 64–74.

EBERT, P. S.; RUVIARO, A.; DOMENEGHI, G. M.; SPERANDIO, M., **Aproveitamento de óleo residual dos restaurantes universitários para produção de biodiesel e geração de energia na UFSM**. In: 8° Simpósio Internacional sobre Gerenciamento de Resíduos em Universidades, Campina Grande - PB, 2017.

ERTUGRUL, Ö. F., **Forecasting electricity load by a novel recurrent extreme learning machines approach**. International journal of electrical power and energy systems, 2016. v. 78, p. 429–435.

EUROPEAN COMISSION – EC. **Energy sources, prodution cost and performance of technologies for generation, heating and transport {COM(2008) 744}.** Bruxelas: [s.n], 2008.

FALCÃO, D. M., **Smart Grids e Microrredes:** O Futuro Já é Presente. In: VIII Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, Rio de Janeiro - RS, 2009. Disponível em: <http://www.zonaeletrica.com.br/downloads/ctee/simpase2009/documentos/IT%2044%20-%20Smart%20Grids%20e%20Microredes%20O%20Futuro%20j%C3%A1%20%C3%A9%20Presente.pdf>. Acesso em: dez. 2017.

FALCÃO, D. M**., Integração de Tecnologias para Viabilização da Smart Grid**. 2010. Disponível em: <http://www.eletrica.ufpr.br/odilon/te061/artigo_SMART_GRID_SBSE2010_DjalmaFalcao.PDF>. Acesso em: dez. 2017.

FERREIRA, A. A. B., **Metodologia de Previsão do Potencial Eólico de Curto Prazo para Planejamento da Operação da Operação de Sistemas Elétricos**. Dissertação de Mestrado, Unipampa, Alegre - RS, 2012.

GUIRELLI, C. R., **Previsão da Carga de Curto Prazo de Áreas Elétricas Através de Técnicas de Inteligência Artificial**. Tese de Doutorado, USP, São Paulo - SP, 2006.

HADDAD, J. A., LORA, E. E. S., **Geração Distribuída:** Aspectos Tecnológicos, Ambientais e Institucionais. 1. Ed. Editora Interciência, São Paulo, 2006.

LAMIN, H., **Análise de Impacto Regulatório da Implantação de Redes Inteligentes no Brasil**. Tese de Doutorado, UnB, Brasília - DF, 2013. Disponível em <http://repositorio.unb.br/bitstream/10482/13962/1/2013_HugoLamin.pdf>. Acesso em: dez. 2017.

LITTLE A. D., **Distributed generation:** understanding the enconomics. 1999. Disponível em: <http://www.tilburguniversity.nl>. Acesso em: dez. 2017.

LOPES, Y.; FERNANDES, N. C.; MUCHALUAT-SAADE, D. C., **Geração Distribuída de Energia:** Desafios e Perspectivas em Redes de Comunicação. In: XXXIII Simpósio Brasileiro de Redes de Computadores e Sistemas Distribuídos, Vitória - ES, 2015. Disponível em: <http://sbrc2015.ufes.br/wp-content/uploads/Ch2.pdf>. Acesso em: 26 fev. 2018.

MOREIRA, T. M.; FARDIN, F.J.; ENCARNAÇÃO, L. F., **Controle Primário de uma Microrrede Operando Sob Variação de Velocidade do Vento, Temperatura e Irradiância**. Laboratório de Eletrônica de Potência e Acionamento Elétrico, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, Espírito Santo - ES, 2017.

RANA, M.; KOPRINSKA, I. F**orecasting electricity load with advanced wavelet neural networks**. Neurocomputing, 2016. v. 182, p. 118–132.

SALMAZO, C. T., **Modelo de Otimização Eletro-Energético de Curto Prazo (Pré Despacho) Aplicado ao Sistema COPEL**. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Campinas - RS, 1997. Disponível em: <http://repositorio.unicamp.br/bitstream/REPOSIP/261627/1/Salmazo_ClovisTadeu_M.pdf> Acesso em: nov. 2017.

SCHWARTZ, L., **Distributed generation in Oregon: overview, regulatory barriers and recommendations.** 2005. Disponível em: <http://oregon.gov/PUC>. Acesso em: nov. 2017.

SILVA, D. E.; SILVA, L. C. P., **Avaliação Técnica e Econômica da Inserção Massiva de Geração Distribuída e de Sistemas de Armazenamento de Energia em Redes de Distribuição**. Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, DSE, UNICAMP, Campinas - SP, 2017.

SPERANDIO, M.; BERNARDON, D. P.; GARCIA, J. V.; SILVA, C. V. M.; BORDIN G.; BORDIGNON, S., **Método de Previsão de Demanda para Auxiliar o Despacho de uma Pequena Central Hidrelétrica**. In: XIX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica, São Paulo - SP, 2010.

SPIER, E. B. et al., **Avaliação da Conexão de Produtores Independentes em Alimentadores Radiais de Sistema de Distribuição.** VII Symposium fo Specialists In Eletric Operational And Expansion Planning, SEPOPE, Brasília. DF, Brasil, 2002.

ZOR, K., TIMUR, O. e TEKE, A. **A state-of-the-art review of artificial intelligence techniques for short-term electric load forecasting**, 2017 6th International Youth Conference on Energy (IYCE), Budapest, 2017.

APÊNDICE A – TABELA DE ESTADOS COMPLETA E REDUZIDA

Tabela de Estados dos Geradores Completa – 512 combinações

(continua)

G9	G8	G7	G6	G5	G4	G3	G2	G1	Potência (KW)	G9	G8	G7	G6	G5	G4	G3	G2	G1	Potência (KW)
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	324
0	0	0	0	0	0	0	0	1	18	1	0	0	0	0	0	0	0	1	342
0	0	0	0	0	0	0	1	0	27	1	0	0	0	0	0	0	1	0	351
0	0	0	0	0	0	0	1	1	45	1	0	0	0	0	0	0	1	1	369
0	0	0	0	0	0	1	0	0	27	1	0	0	0	0	0	1	0	0	351
0	0	0	0	0	0	1	0	1	45	1	0	0	0	0	0	1	0	1	369
0	0	0	0	0	0	1	1	0	54	1	0	0	0	0	0	1	1	0	378
0	0	0	0	0	0	1	1	1	72	1	0	0	0	0	0	1	1	1	396
0	0	0	0	0	1	0	0	0	59,4	1	0	0	0	0	1	0	0	0	383,4
0	0	0	0	0	1	0	0	1	77,4	1	0	0	0	0	1	0	0	1	401,4
0	0	0	0	0	1	0	1	0	86,4	1	0	0	0	0	1	0	1	0	410,4
0	0	0	0	0	1	0	1	1	104,4	1	0	0	0	0	1	0	1	1	428,4
0	0	0	0	0	1	1	0	0	86,4	1	0	0	0	0	1	1	0	0	410,4
0	0	0	0	0	1	1	0	1	104,4	1	0	0	0	0	1	1	0	1	428,4
0	0	0	0	0	1	1	1	0	113,4	1	0	0	0	0	1	1	1	0	437,4
0	0	0	0	0	1	1	1	1	131,4	1	0	0	0	0	1	1	1	1	455,4
0	0	0	0	1	0	0	0	0	104	1	0	0	0	1	0	0	0	0	428
0	0	0	0	1	0	0	0	1	122	1	0	0	0	1	0	0	0	1	446
0	0	0	0	1	0	0	1	0	131	1	0	0	0	1	0	0	1	0	455
0	0	0	0	1	0	0	1	1	149	1	0	0	0	1	0	0	1	1	473
0	0	0	0	1	0	1	0	0	131	1	0	0	0	1	0	1	0	0	455
0	0	0	0	1	0	1	0	1	149	1	0	0	0	1	0	1	0	1	473
0	0	0	0	1	0	1	1	0	158	1	0	0	0	1	0	1	1	0	482
0	0	0	0	1	0	1	1	1	176	1	0	0	0	1	0	1	1	1	500
0	0	0	0	1	1	0	0	0	163,4	1	0	0	0	1	1	0	0	0	487,4
0	0	0	0	1	1	0	0	1	181,4	1	0	0	0	1	1	0	0	1	505,4
0	0	0	0	1	1	0	1	0	190,4	1	0	0	0	1	1	0	1	0	514,4
0	0	0	0	1	1	0	1	1	208,4	1	0	0	0	1	1	0	1	1	532,4
0	0	0	0	1	1	1	0	0	190,4	1	0	0	0	1	1	1	0	0	514,4
0	0	0	0	1	1	1	0	1	208,4	1	0	0	0	1	1	1	0	1	532,4
0	0	0	0	1	1	1	1	0	217,4	1	0	0	0	1	1	1	1	0	541,4
0	0	0	0	1	1	1	1	1	235,4	1	0	0	0	1	1	1	1	1	559,4
0	0	0	1	0	0	0	0	0	162	1	0	0	1	0	0	0	0	0	486
0	0	0	1	0	0	0	0	1	180	1	0	0	1	0	0	0	0	1	504
0	0	0	1	0	0	0	1	0	189	1	0	0	1	0	0	0	1	0	513
0	0	0	1	0	0	0	1	1	207	1	0	0	1	0	0	0	1	1	531
0	0	0	1	0	0	1	0	0	189	1	0	0	1	0	0	1	0	0	513
0	0	0	1	0	0	1	0	1	207	1	0	0	1	0	0	1	0	1	531

Tabela de Estados dos Geradores Completa – 512 combinações

(continuação)

G9	G8	G7	G6	G5	G4	G3	G2	G1	Potência (KW)	G9	G8	G7	G6	G5	G4	G3	G2	G1	Potência (KW)
0	0	0	1	0	0	1	1	0	216	1	0	0	1	0	0	1	1	0	540
0	0	0	1	0	0	1	1	1	234	1	0	0	1	0	0	1	1	1	558
0	0	0	1	0	1	0	0	0	221,4	1	0	0	1	0	1	0	0	0	545,4
0	0	0	1	0	1	0	0	1	239,4	1	0	0	1	0	1	0	0	1	563,4
0	0	0	1	0	1	0	1	0	248,4	1	0	0	1	0	1	0	1	0	572,4
0	0	0	1	0	1	0	1	1	266,4	1	0	0	1	0	1	0	1	1	590,4
0	0	0	1	0	1	1	0	0	248,4	1	0	0	1	0	1	1	0	0	572,4
0	0	0	1	0	1	1	0	1	266,4	1	0	0	1	0	1	1	0	1	590,4
0	0	0	1	0	1	1	1	0	275,4	1	0	0	1	0	1	1	1	0	599,4
0	0	0	1	0	1	1	1	1	293,4	1	0	0	1	0	1	1	1	1	617,4
0	0	0	1	1	0	0	0	0	266	1	0	0	1	1	0	0	0	0	590
0	0	0	1	1	0	0	0	1	284	1	0	0	1	1	0	0	0	1	608
0	0	0	1	1	0	0	1	0	293	1	0	0	1	1	0	0	1	0	617
0	0	0	1	1	0	0	1	1	311	1	0	0	1	1	0	0	1	1	635
0	0	0	1	1	0	1	0	0	293	1	0	0	1	1	0	1	0	0	617
0	0	0	1	1	0	1	0	1	311	1	0	0	1	1	0	1	0	1	635
0	0	0	1	1	0	1	1	0	320	1	0	0	1	1	0	1	1	0	644
0	0	0	1	1	0	1	1	1	338	1	0	0	1	1	0	1	1	1	662
0	0	0	1	1	1	0	0	0	325,4	1	0	0	1	1	1	0	0	0	649,4
0	0	0	1	1	1	0	0	1	343,4	1	0	0	1	1	1	0	0	1	667,4
0	0	0	1	1	1	0	1	0	352,4	1	0	0	1	1	1	0	1	0	676,4
0	0	0	1	1	1	0	1	1	370,4	1	0	0	1	1	1	0	1	1	694,4
0	0	0	1	1	1	1	0	0	352,4	1	0	0	1	1	1	1	0	0	676,4
0	0	0	1	1	1	1	0	1	370,4	1	0	0	1	1	1	1	0	1	694,4
0	0	0	1	1	1	1	1	0	379,4	1	0	0	1	1	1	1	1	0	703,4
0	0	0	1	1	1	1	1	1	397,4	1	0	0	1	1	1	1	1	1	721,4
0	0	1	0	0	0	0	0	0	216	1	0	1	0	0	0	0	0	0	540
0	0	1	0	0	0	0	0	1	234	1	0	1	0	0	0	0	0	1	558
0	0	1	0	0	0	0	1	0	243	1	0	1	0	0	0	0	1	0	567
0	0	1	0	0	0	0	1	1	261	1	0	1	0	0	0	0	1	1	585
0	0	1	0	0	0	1	0	0	243	1	0	1	0	0	0	1	0	0	567
0	0	1	0	0	0	1	0	1	261	1	0	1	0	0	0	1	0	1	585
0	0	1	0	0	0	1	1	0	270	1	0	1	0	0	0	1	1	0	594
0	0	1	0	0	0	1	1	1	288	1	0	1	0	0	0	1	1	1	612
0	0	1	0	0	1	0	0	0	275,4	1	0	1	0	0	1	0	0	0	599,4
0	0	1	0	0	1	0	0	1	293,4	1	0	1	0	0	1	0	0	1	617,4
0	0	1	0	0	1	0	1	0	302,4	1	0	1	0	0	1	0	1	0	626,4
0	0	1	0	0	1	0	1	1	320,4	1	0	1	0	0	1	0	1	1	644,4
0	0	1	0	0	1	1	0	0	302,4	1	0	1	0	0	1	1	0	0	626,4
0	0	1	0	0	1	1	0	1	320,4	1	0	1	0	0	1	1	0	1	644,4
0	0	1	0	0	1	1	1	0	329,4	1	0	1	0	0	1	1	1	0	653,4

Tabela de Estados dos Geradores Completa – 512 combinações

(continuação)

G9	G8	G7	G6	G5	G4	G3	G2	G1	Potência (KW)	G9	G8	G7	G6	G5	G4	G3	G2	G1	Potência (KW)
0	0	1	0	0	1	1	1	1	347,4	1	0	1	0	0	1	1	1	1	671,4
0	0	1	0	1	0	0	0	0	320	1	0	1	0	1	0	0	0	0	644
0	0	1	0	1	0	0	0	1	338	1	0	1	0	1	0	0	0	1	662
0	0	1	0	1	0	0	1	0	347	1	0	1	0	1	0	0	1	0	671
0	0	1	0	1	0	0	1	1	365	1	0	1	0	1	0	0	1	1	689
0	0	1	0	1	0	1	0	0	347	1	0	1	0	1	0	1	0	0	671
0	0	1	0	1	0	1	0	1	365	1	0	1	0	1	0	1	0	1	689
0	0	1	0	1	0	1	1	0	374	1	0	1	0	1	0	1	1	0	698
0	0	1	0	1	0	1	1	1	392	1	0	1	0	1	0	1	1	1	716
0	0	1	0	1	1	0	0	0	379,4	1	0	1	0	1	1	0	0	0	703,4
0	0	1	0	1	1	0	0	1	397,4	1	0	1	0	1	1	0	0	1	721,4
0	0	1	0	1	1	0	1	0	406,4	1	0	1	0	1	1	0	1	0	730,4
0	0	1	0	1	1	0	1	1	424,4	1	0	1	0	1	1	0	1	1	748,4
0	0	1	0	1	1	1	0	0	406,4	1	0	1	0	1	1	1	0	0	730,4
0	0	1	0	1	1	1	0	1	424,4	1	0	1	0	1	1	1	0	1	748,4
0	0	1	0	1	1	1	1	0	433,4	1	0	1	0	1	1	1	1	0	757,4
0	0	1	0	1	1	1	1	1	451,4	1	0	1	0	1	1	1	1	1	775,4
0	0	1	1	0	0	0	0	0	378	1	0	1	1	0	0	0	0	0	702
0	0	1	1	0	0	0	0	1	396	1	0	1	1	0	0	0	0	1	720
0	0	1	1	0	0	0	1	0	405	1	0	1	1	0	0	0	1	0	729
0	0	1	1	0	0	0	1	1	423	1	0	1	1	0	0	0	1	1	747
0	0	1	1	0	0	1	0	0	405	1	0	1	1	0	0	1	0	0	729
0	0	1	1	0	0	1	0	1	423	1	0	1	1	0	0	1	0	1	747
0	0	1	1	0	0	1	1	0	432	1	0	1	1	0	0	1	1	0	756
0	0	1	1	0	0	1	1	1	450	1	0	1	1	0	0	1	1	1	774
0	0	1	1	0	1	0	0	0	437,4	1	0	1	1	0	1	0	0	0	761,4
0	0	1	1	0	1	0	0	1	455,4	1	0	1	1	0	1	0	0	1	779,4
0	0	1	1	0	1	0	1	0	464,4	1	0	1	1	0	1	0	1	0	788,4
0	0	1	1	0	1	0	1	1	482,4	1	0	1	1	0	1	0	1	1	806,4
0	0	1	1	0	1	1	0	0	464,4	1	0	1	1	0	1	1	0	0	788,4
0	0	1	1	0	1	1	0	1	482,4	1	0	1	1	0	1	1	0	1	806,4
0	0	1	1	0	1	1	1	0	491,4	1	0	1	1	0	1	1	1	0	815,4
0	0	1	1	0	1	1	1	1	509,4	1	0	1	1	0	1	1	1	1	833,4
0	0	1	1	1	0	0	0	0	482	1	0	1	1	1	0	0	0	0	806
0	0	1	1	1	0	0	0	1	500	1	0	1	1	1	0	0	0	1	824
0	0	1	1	1	0	0	1	0	509	1	0	1	1	1	0	0	1	0	833
0	0	1	1	1	0	0	1	1	527	1	0	1	1	1	0	0	1	1	851
0	0	1	1	1	0	1	0	0	509	1	0	1	1	1	0	1	0	0	833
0	0	1	1	1	0	1	0	1	527	1	0	1	1	1	0	1	0	1	851
0	0	1	1	1	0	1	1	0	536	1	0	1	1	1	0	1	1	0	860
0	0	1	1	1	0	1	1	1	554	1	0	1	1	1	0	1	1	1	878

Tabela de Estados dos Geradores Completa – 512 combinações

(continuação)

G9	G8	G7	G6	G5	G4	G3	G2	G1	Potência (KW)	G9	G8	G7	G6	G5	G4	G3	G2	G1	Potência (KW)
0	0	1	1	1	1	0	0	0	541,4	1	0	1	1	1	1	0	0	0	865,4
0	0	1	1	1	1	0	0	1	559,4	1	0	1	1	1	1	0	0	1	883,4
0	0	1	1	1	1	0	1	0	568,4	1	0	1	1	1	1	0	1	0	892,4
0	0	1	1	1	1	0	1	1	586,4	1	0	1	1	1	1	0	1	1	910,4
0	0	1	1	1	1	1	0	0	568,4	1	0	1	1	1	1	1	0	0	892,4
0	0	1	1	1	1	1	0	1	586,4	1	0	1	1	1	1	1	0	1	910,4
0	0	1	1	1	1	1	1	0	595,4	1	0	1	1	1	1	1	1	0	919,4
0	0	1	1	1	1	1	1	1	613,4	1	0	1	1	1	1	1	1	1	937,4
0	1	0	0	0	0	0	0	0	234	1	1	0	0	0	0	0	0	0	558
0	1	0	0	0	0	0	0	1	252	1	1	0	0	0	0	0	0	1	576
0	1	0	0	0	0	0	1	0	261	1	1	0	0	0	0	0	1	0	585
0	1	0	0	0	0	0	1	1	279	1	1	0	0	0	0	0	1	1	603
0	1	0	0	0	0	1	0	0	261	1	1	0	0	0	0	1	0	0	585
0	1	0	0	0	0	1	0	1	279	1	1	0	0	0	0	1	0	1	603
0	1	0	0	0	0	1	1	0	288	1	1	0	0	0	0	1	1	0	612
0	1	0	0	0	0	1	1	1	306	1	1	0	0	0	0	1	1	1	630
0	1	0	0	0	1	0	0	0	293,4	1	1	0	0	0	1	0	0	0	617,4
0	1	0	0	0	1	0	0	1	311,4	1	1	0	0	0	1	0	0	1	635,4
0	1	0	0	0	1	0	1	0	320,4	1	1	0	0	0	1	0	1	0	644,4
0	1	0	0	0	1	0	1	1	338,4	1	1	0	0	0	1	0	1	1	662,4
0	1	0	0	0	1	1	0	0	320,4	1	1	0	0	0	1	1	0	0	644,4
0	1	0	0	0	1	1	0	1	338,4	1	1	0	0	0	1	1	0	1	662,4
0	1	0	0	0	1	1	1	0	347,4	1	1	0	0	0	1	1	1	0	671,4
0	1	0	0	0	1	1	1	1	365,4	1	1	0	0	0	1	1	1	1	689,4
0	1	0	0	1	0	0	0	0	338	1	1	0	0	1	0	0	0	0	662
0	1	0	0	1	0	0	0	1	356	1	1	0	0	1	0	0	0	1	680
0	1	0	0	1	0	0	1	0	365	1	1	0	0	1	0	0	1	0	689
0	1	0	0	1	0	0	1	1	383	1	1	0	0	1	0	0	1	1	707
0	1	0	0	1	0	1	0	0	365	1	1	0	0	1	0	1	0	0	689
0	1	0	0	1	0	1	0	1	383	1	1	0	0	1	0	1	0	1	707
0	1	0	0	1	0	1	1	0	392	1	1	0	0	1	0	1	1	0	716
0	1	0	0	1	0	1	1	1	410	1	1	0	0	1	0	1	1	1	734
0	1	0	0	1	1	0	0	0	397,4	1	1	0	0	1	1	0	0	0	721,4
0	1	0	0	1	1	0	0	1	415,4	1	1	0	0	1	1	0	0	1	739,4
0	1	0	0	1	1	0	1	0	424,4	1	1	0	0	1	1	0	1	0	748,4
0	1	0	0	1	1	0	1	1	442,4	1	1	0	0	1	1	0	1	1	766,4
0	1	0	0	1	1	1	0	0	424,4	1	1	0	0	1	1	1	0	0	748,4
0	1	0	0	1	1	1	0	1	442,4	1	1	0	0	1	1	1	0	1	766,4
0	1	0	0	1	1	1	1	0	451,4	1	1	0	0	1	1	1	1	0	775,4
0	1	0	0	1	1	1	1	1	469,4	1	1	0	0	1	1	1	1	1	793,4
0	1	0	1	0	0	0	0	0	396	1	1	0	1	0	0	0	0	0	720

Tabela de Estados dos Geradores Completa – 512 combinações

(continuação)

G9	G8	G7	G6	G5	G4	G3	G2	G1	Potência (KW)	G9	G8	G7	G6	G5	G4	G3	G2	G1	Potência (KW)
0	1	0	1	0	0	0	0	1	414	1	1	0	1	0	0	0	0	1	738
0	1	0	1	0	0	0	1	0	423	1	1	0	1	0	0	0	1	0	747
0	1	0	1	0	0	0	1	1	441	1	1	0	1	0	0	0	1	1	765
0	1	0	1	0	0	1	0	0	423	1	1	0	1	0	0	1	0	0	747
0	1	0	1	0	0	1	0	1	441	1	1	0	1	0	0	1	0	1	765
0	1	0	1	0	0	1	1	0	450	1	1	0	1	0	0	1	1	0	774
0	1	0	1	0	0	1	1	1	468	1	1	0	1	0	0	1	1	1	792
0	1	0	1	0	1	0	0	0	455,4	1	1	0	1	0	1	0	0	0	779,4
0	1	0	1	0	1	0	0	1	473,4	1	1	0	1	0	1	0	0	1	797,4
0	1	0	1	0	1	0	1	0	482,4	1	1	0	1	0	1	0	1	0	806,4
0	1	0	1	0	1	0	1	1	500,4	1	1	0	1	0	1	0	1	1	824,4
0	1	0	1	0	1	1	0	0	482,4	1	1	0	1	0	1	1	0	0	806,4
0	1	0	1	0	1	1	0	1	500,4	1	1	0	1	0	1	1	0	1	824,4
0	1	0	1	0	1	1	1	0	509,4	1	1	0	1	0	1	1	1	0	833,4
0	1	0	1	0	1	1	1	1	527,4	1	1	0	1	0	1	1	1	1	851,4
0	1	0	1	1	0	0	0	0	500	1	1	0	1	1	0	0	0	0	824
0	1	0	1	1	0	0	0	1	518	1	1	0	1	1	0	0	0	1	842
0	1	0	1	1	0	0	1	0	527	1	1	0	1	1	0	0	1	0	851
0	1	0	1	1	0	0	1	1	545	1	1	0	1	1	0	0	1	1	869
0	1	0	1	1	0	1	0	0	527	1	1	0	1	1	0	1	0	0	851
0	1	0	1	1	0	1	0	1	545	1	1	0	1	1	0	1	0	1	869
0	1	0	1	1	0	1	1	0	554	1	1	0	1	1	0	1	1	0	878
0	1	0	1	1	0	1	1	1	572	1	1	0	1	1	0	1	1	1	896
0	1	0	1	1	1	0	0	0	559,4	1	1	0	1	1	1	0	0	0	883,4
0	1	0	1	1	1	0	0	1	577,4	1	1	0	1	1	1	0	0	1	901,4
0	1	0	1	1	1	0	1	0	586,4	1	1	0	1	1	1	0	1	0	910,4
0	1	0	1	1	1	0	1	1	604,4	1	1	0	1	1	1	0	1	1	928,4
0	1	0	1	1	1	1	0	0	586,4	1	1	0	1	1	1	1	0	0	910,4
0	1	0	1	1	1	1	0	1	604,4	1	1	0	1	1	1	1	0	1	928,4
0	1	0	1	1	1	1	1	0	613,4	1	1	0	1	1	1	1	1	0	937,4
0	1	0	1	1	1	1	1	1	631,4	1	1	0	1	1	1	1	1	1	955,4
0	1	1	0	0	0	0	0	0	450	1	1	1	0	0	0	0	0	0	774
0	1	1	0	0	0	0	0	1	468	1	1	1	0	0	0	0	0	1	792
0	1	1	0	0	0	0	1	0	477	1	1	1	0	0	0	0	1	0	801
0	1	1	0	0	0	0	1	1	495	1	1	1	0	0	0	0	1	1	819
0	1	1	0	0	0	1	0	0	477	1	1	1	0	0	0	1	0	0	801
0	1	1	0	0	0	1	0	1	495	1	1	1	0	0	0	1	0	1	819
0	1	1	0	0	0	1	1	0	504	1	1	1	0	0	0	1	1	0	828
0	1	1	0	0	0	1	1	1	522	1	1	1	0	0	0	1	1	1	846
0	1	1	0	0	1	0	0	0	509,4	1	1	1	0	0	1	0	0	0	833,4
0	1	1	0	0	1	0	0	1	527,4	1	1	1	0	0	1	0	0	1	851,4

Tabela de Estados dos Geradores Completa – 512 combinações

(continuação)

G9	G8	G7	G6	G5	G4	G3	G2	G1	Potência (KW)	G9	G8	G7	G6	G5	G4	G3	G2	G1	Potência (KW)
0	1	1	0	0	1	0	1	0	536,4	1	1	1	0	0	1	0	1	0	860,4
0	1	1	0	0	1	0	1	1	554,4	1	1	1	0	0	1	0	1	1	878,4
0	1	1	0	0	1	1	0	0	536,4	1	1	1	0	0	1	1	0	0	860,4
0	1	1	0	0	1	1	0	1	554,4	1	1	1	0	0	1	1	0	1	878,4
0	1	1	0	0	1	1	1	0	563,4	1	1	1	0	0	1	1	1	0	887,4
0	1	1	0	0	1	1	1	1	581,4	1	1	1	0	0	1	1	1	1	905,4
0	1	1	0	1	0	0	0	0	554	1	1	1	0	1	0	0	0	0	878
0	1	1	0	1	0	0	0	1	572	1	1	1	0	1	0	0	0	1	896
0	1	1	0	1	0	0	1	0	581	1	1	1	0	1	0	0	1	0	905
0	1	1	0	1	0	0	1	1	599	1	1	1	0	1	0	0	1	1	923
0	1	1	0	1	0	1	0	0	581	1	1	1	0	1	0	1	0	0	905
0	1	1	0	1	0	1	0	1	599	1	1	1	0	1	0	1	0	1	923
0	1	1	0	1	0	1	1	0	608	1	1	1	0	1	0	1	1	0	932
0	1	1	0	1	0	1	1	1	626	1	1	1	0	1	0	1	1	1	950
0	1	1	0	1	1	0	0	0	613,4	1	1	1	0	1	1	0	0	0	937,4
0	1	1	0	1	1	0	0	1	631,4	1	1	1	0	1	1	0	0	1	955,4
0	1	1	0	1	1	0	1	0	640,4	1	1	1	0	1	1	0	1	0	964,4
0	1	1	0	1	1	0	1	1	658,4	1	1	1	0	1	1	0	1	1	982,4
0	1	1	0	1	1	1	0	0	640,4	1	1	1	0	1	1	1	0	0	964,4
0	1	1	0	1	1	1	0	1	658,4	1	1	1	0	1	1	1	0	1	982,4
0	1	1	0	1	1	1	1	0	667,4	1	1	1	0	1	1	1	1	0	991,4
0	1	1	0	1	1	1	1	1	685,4	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1009,4
0	1	1	1	0	0	0	0	0	612	1	1	1	1	0	0	0	0	0	936
0	1	1	1	0	0	0	0	1	630	1	1	1	1	0	0	0	0	1	954
0	1	1	1	0	0	0	1	0	639	1	1	1	1	0	0	0	1	0	963
0	1	1	1	0	0	0	1	1	657	1	1	1	1	0	0	0	1	1	981
0	1	1	1	0	0	1	0	0	639	1	1	1	1	0	0	1	0	0	963
0	1	1	1	0	0	1	0	1	657	1	1	1	1	0	0	1	0	1	981
0	1	1	1	0	0	1	1	0	666	1	1	1	1	0	0	1	1	0	990
0	1	1	1	0	0	1	1	1	684	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1008
0	1	1	1	0	1	0	0	0	671,4	1	1	1	1	0	1	0	0	0	995,4
0	1	1	1	0	1	0	0	1	689,4	1	1	1	1	0	1	0	0	1	1013,4
0	1	1	1	0	1	0	1	0	698,4	1	1	1	1	0	1	0	1	0	1022,4
0	1	1	1	0	1	0	1	1	716,4	1	1	1	1	0	1	0	1	1	1040,4
0	1	1	1	0	1	1	0	0	698,4	1	1	1	1	0	1	1	0	0	1022,4
0	1	1	1	0	1	1	0	1	716,4	1	1	1	1	0	1	1	0	1	1040,4
0	1	1	1	0	1	1	1	0	725,4	1	1	1	1	0	1	1	1	0	1049,4
0	1	1	1	0	1	1	1	1	743,4	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1067,4
0	1	1	1	1	0	0	0	0	716	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1040
0	1	1	1	1	0	0	0	1	734	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1058
0	1	1	1	1	0	0	1	0	743	1	1	1	1	1	0	0	1	0	1067

Tabela de Estados dos Geradores Completa – 512 combinações

(conclusão)

G9	G8	G7	G6	G5	G4	G3	G2	G1	Potência (KW)	G9	G8	G7	G6	G5	G4	G3	G2	G1	Potência (KW)
0	1	1	1	1	0	0	1	1	761	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1085
0	1	1	1	1	0	1	0	0	743	1	1	1	1	1	0	1	0	0	1067
0	1	1	1	1	0	1	0	1	761	1	1	1	1	1	0	1	0	1	1085
0	1	1	1	1	0	1	1	0	770	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1094
0	1	1	1	1	0	1	1	1	788	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1112
0	1	1	1	1	1	0	0	0	775,4	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1099,4
0	1	1	1	1	1	0	0	1	793,4	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1117,4
0	1	1	1	1	1	0	1	0	802,4	1	1	1	1	1	1	0	1	0	1126,4
0	1	1	1	1	1	0	1	1	820,4	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1144,4
0	1	1	1	1	1	1	0	0	802,4	1	1	1	1	1	1	1	0	0	1126,4
0	1	1	1	1	1	1	0	1	820,4	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1144,4
0	1	1	1	1	1	1	1	0	829,4	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1153,4
0	1	1	1	1	1	1	1	1	847,4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1171,4

Tabela de Estados dos Geradores Reduzida – 159 combinações

(continua)

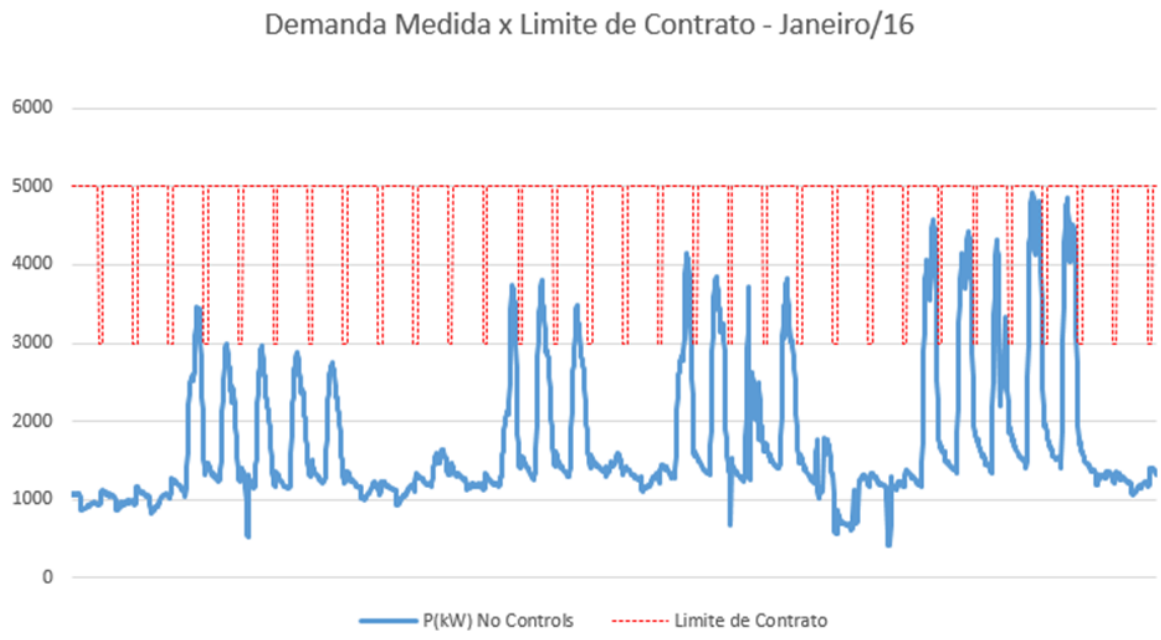
G9	G8	G7	G6	G5	G4	G3	G2	G1	Potência (KW)	G9	G8	G7	G6	G5	G4	G3	G2	G1	Potência (KW)
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	1	1	0	1	532,4
0	0	0	0	0	0	0	0	1	18	0	1	1	0	0	1	1	0	0	536,4
0	0	0	0	0	0	0	1	0	27	1	0	1	0	0	0	0	0	0	540
0	0	0	0	0	0	0	1	1	45	0	0	1	1	1	1	0	0	0	541,4
0	0	0	0	0	0	1	1	0	54	1	0	0	1	0	1	0	0	0	545,4
0	0	0	0	0	1	0	0	0	59,4	0	1	1	0	1	0	0	0	0	554
0	0	0	0	0	0	1	1	1	72	1	1	0	0	0	0	0	0	0	558
0	0	0	0	0	1	0	0	1	77,4	0	1	1	0	0	1	1	1	0	563,4
0	0	0	0	0	1	0	1	0	86,4	1	0	1	0	0	0	1	0	0	567
0	0	0	0	1	0	0	0	0	104	1	0	0	1	0	1	0	1	0	572,4
0	0	0	0	0	1	1	1	0	113,4	1	1	0	0	0	0	0	0	1	576
0	0	0	0	1	0	0	0	1	122	0	1	1	0	1	0	0	1	0	581
0	0	0	0	1	0	0	1	0	131	1	1	0	0	0	0	0	1	0	585
0	0	0	0	1	0	0	1	1	149	1	0	0	1	1	0	0	0	0	590
0	0	0	0	1	0	1	1	0	158	1	0	1	0	0	0	1	1	0	594
0	0	0	1	0	0	0	0	0	162	1	0	1	0	0	1	0	0	0	599,4
0	0	0	0	1	0	1	1	1	176	0	1	1	0	1	0	1	1	0	608
0	0	0	1	0	0	0	0	1	180	1	0	0	1	1	0	0	0	1	608
0	0	0	1	0	0	1	0	0	189	0	1	1	1	0	0	0	0	0	612
0	0	0	1	0	0	0	1	1	207	1	1	0	0	0	1	0	0	0	617,4
0	0	1	0	0	0	0	0	0	216	1	0	1	0	0	1	0	1	0	626,4
0	0	0	1	0	1	0	0	0	221,4	1	0	0	1	1	0	0	1	1	635
0	1	0	0	0	0	0	0	0	234	1	0	0	1	1	1	0	0	0	649,4
0	0	0	1	0	1	0	0	1	239,4	1	0	1	0	0	1	1	1	0	653,4
0	0	1	0	0	0	0	1	0	243	1	1	0	0	1	0	0	0	0	662
0	0	0	1	0	1	0	1	0	248,4	1	0	1	0	1	0	0	1	0	671
0	1	0	0	0	0	0	0	1	252	1	1	0	0	1	0	0	0	1	680
0	0	0	1	1	0	0	0	0	266	1	0	1	1	0	0	0	0	0	702
0	0	1	0	0	0	1	1	0	270	0	1	1	1	1	0	0	0	0	716
0	0	1	0	0	1	0	0	0	275,4	1	0	1	1	0	0	0	0	1	720
0	1	0	0	0	0	0	1	1	279	1	0	1	1	0	0	0	1	0	729
0	1	0	0	0	0	1	1	0	288	1	1	0	0	1	0	1	1	1	734
0	1	0	0	0	1	0	0	0	293,4	1	1	0	1	0	0	0	0	1	738
0	0	1	0	0	1	0	1	0	302,4	1	1	0	1	0	0	0	1	0	747
0	1	0	0	0	0	1	1	1	306	1	0	1	1	0	1	0	0	0	761,4
0	0	0	1	1	0	0	1	1	311	1	1	1	0	0	0	0	0	0	774
0	0	1	0	1	0	0	0	0	320	1	1	1	0	0	0	0	0	1	792
1	0	0	0	0	0	0	0	0	324	1	1	1	0	0	0	0	1	0	801
0	0	1	0	0	1	1	1	0	329,4	1	0	1	1	1	0	0	0	0	806
0	1	0	0	1	0	0	0	0	338	1	0	1	1	0	1	1	1	0	815,4
1	0	0	0	0	0	0	0	1	342	1	1	0	1	1	0	0	0	0	824

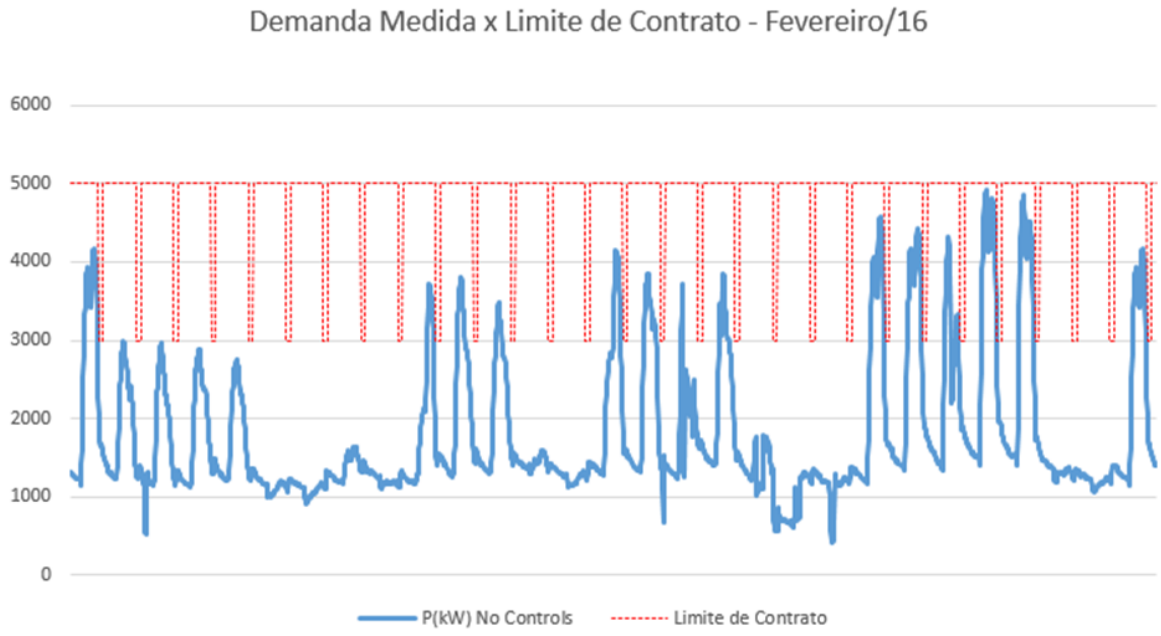
Tabela de Estados dos Geradores Reduzida – 159 combinações

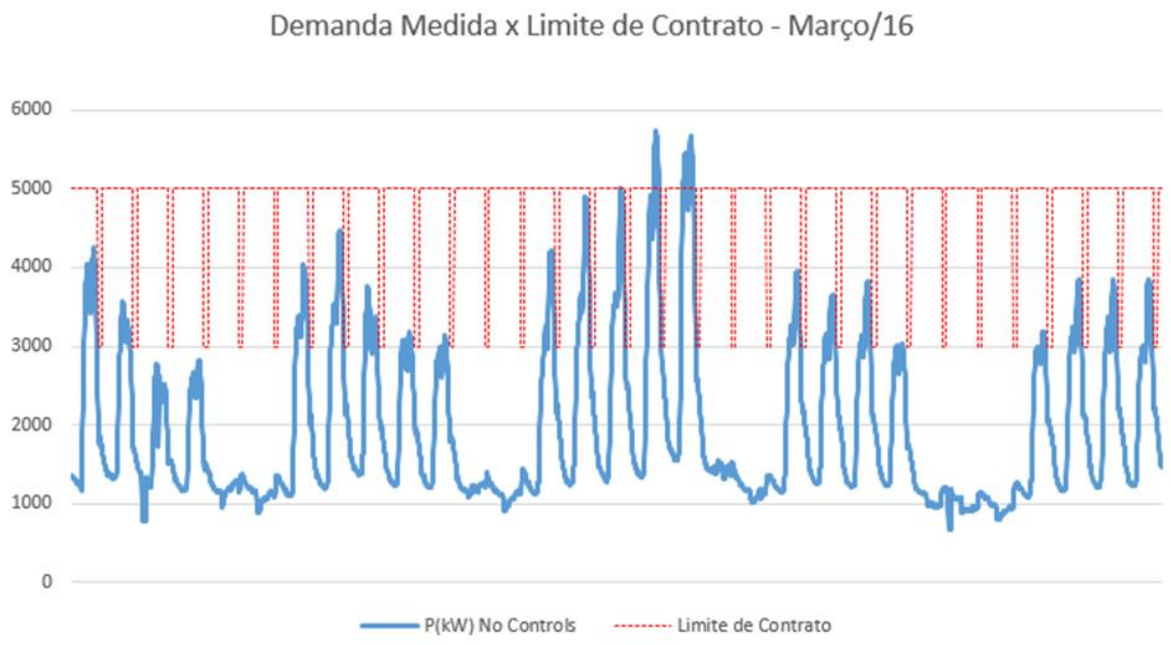
(conclusão)

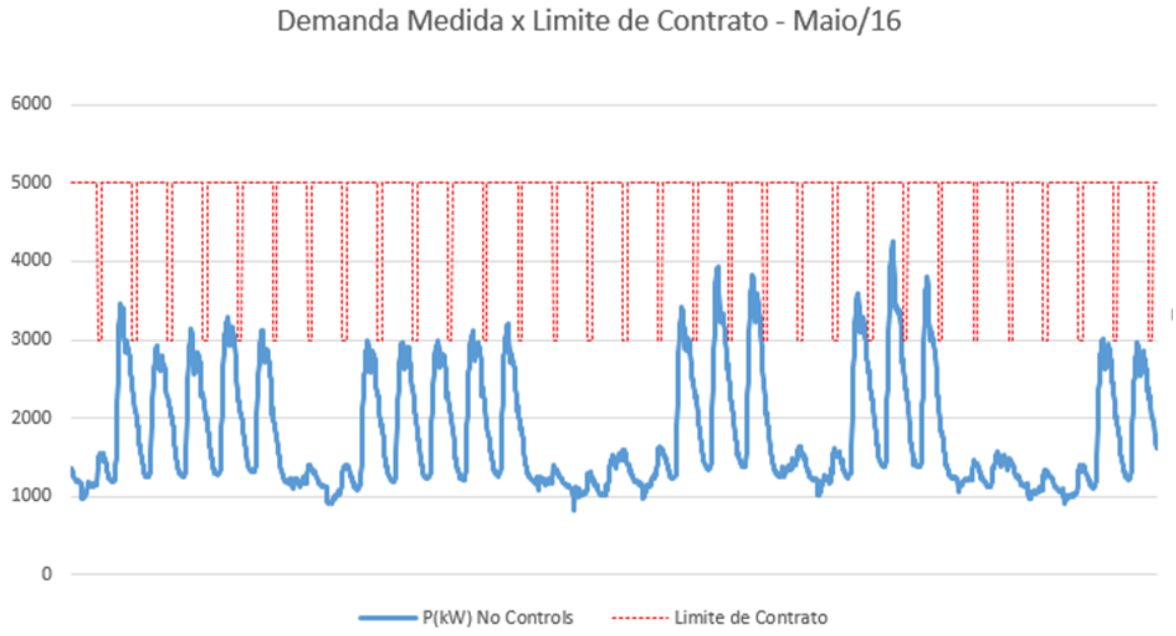
G9	G8	G7	G6	G5	G4	G3	G2	G1	Potência (KW)	G9	G8	G7	G6	G5	G4	G3	G2	G1	Potência (KW)
0	0	1	0	1	0	0	1	0	347	1	1	1	0	0	1	0	0	0	833,4
1	0	0	0	0	0	0	1	0	351	1	1	0	1	1	0	0	0	1	842
0	0	0	1	1	1	0	1	0	352,4	1	1	1	0	0	0	1	1	1	846
0	1	0	0	1	0	0	0	1	356	1	1	0	1	0	1	1	1	1	851,4
0	1	0	0	1	0	1	0	0	365	1	1	0	1	1	0	1	0	1	869
1	0	0	0	0	0	0	1	1	369	1	1	1	0	0	1	1	0	1	878,4
0	0	1	0	1	0	1	1	0	374	1	1	0	1	1	1	0	0	0	883,4
0	0	1	1	0	0	0	0	0	378	1	0	1	1	1	1	0	1	0	892,4
0	1	0	0	1	0	0	1	1	383	1	1	1	0	1	0	0	1	0	905
0	1	0	0	1	0	1	1	0	392	1	1	0	1	1	1	1	0	0	910,4
0	1	0	1	0	0	0	0	0	396	1	0	1	1	1	1	1	1	0	919,4
1	0	0	0	0	1	0	0	1	401,4	1	1	1	0	1	0	0	1	1	923
0	0	1	1	0	0	0	1	0	405	1	1	0	1	1	1	0	1	1	928,4
1	0	0	0	0	1	0	1	0	410,4	1	1	1	0	1	0	1	1	0	932
0	1	0	1	0	0	0	0	1	414	1	1	1	1	0	0	0	0	0	936
0	1	0	1	0	0	1	0	0	423	1	1	1	0	1	0	1	1	1	950
1	0	0	0	1	0	0	0	0	428	1	1	1	1	0	0	0	0	1	954
0	0	1	1	0	0	1	1	0	432	1	1	1	1	0	0	0	1	0	963
0	0	1	1	0	1	0	0	0	437,4	1	1	1	0	1	1	0	1	0	964,4
0	1	0	1	0	0	0	1	1	441	1	1	1	1	0	0	0	1	1	981
1	0	0	0	1	0	0	0	1	446	1	1	1	0	1	1	0	1	1	982,4
0	1	1	0	0	0	0	0	0	450	1	1	1	1	0	0	1	1	0	990
1	0	0	0	1	0	0	1	0	455	1	1	1	1	0	1	0	0	0	995,4
0	0	1	1	0	1	0	1	0	464,4	1	1	1	1	0	0	1	1	1	1008
0	1	1	0	0	0	0	0	1	468	1	1	1	1	0	1	0	0	1	1013,4
1	0	0	0	1	0	0	1	1	473	1	1	1	1	0	1	1	0	0	1022,4
0	1	1	0	0	0	0	1	0	477	1	1	1	1	1	0	0	0	0	1040
0	0	1	1	1	0	0	0	0	482	1	1	1	1	1	0	0	0	1	1058
1	0	0	1	0	0	0	0	0	486	1	1	1	1	1	0	1	0	0	1067
0	1	1	0	0	0	0	1	1	495	1	1	1	1	1	0	0	1	1	1085
0	1	0	1	1	0	0	0	0	500	1	1	1	1	1	0	1	1	0	1094
1	0	0	1	0	0	0	0	1	504	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1099,4
0	0	1	1	1	0	0	1	0	509	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1112
0	0	1	1	0	1	1	1	1	509,4	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1117,4
1	0	0	1	0	0	0	1	0	513	1	1	1	1	1	1	0	1	0	1126,4
0	1	0	1	1	0	0	0	1	518	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1144,4
0	1	1	0	0	0	1	1	1	522	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1153,4
0	1	1	0	0	1	0	0	1	527,4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1171,4
1	0	0	1	0	0	0	1	1	531										

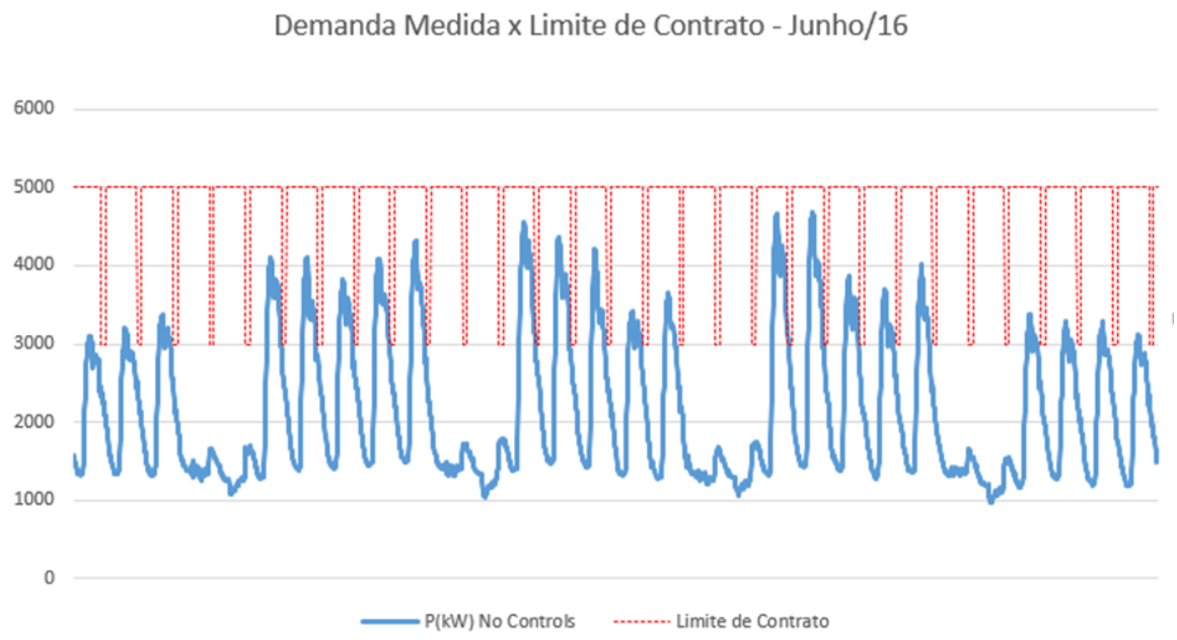
APÊNDICE B – FIGURAS DAS CURVAS DE DEMANDA DOS MESES DE 2016

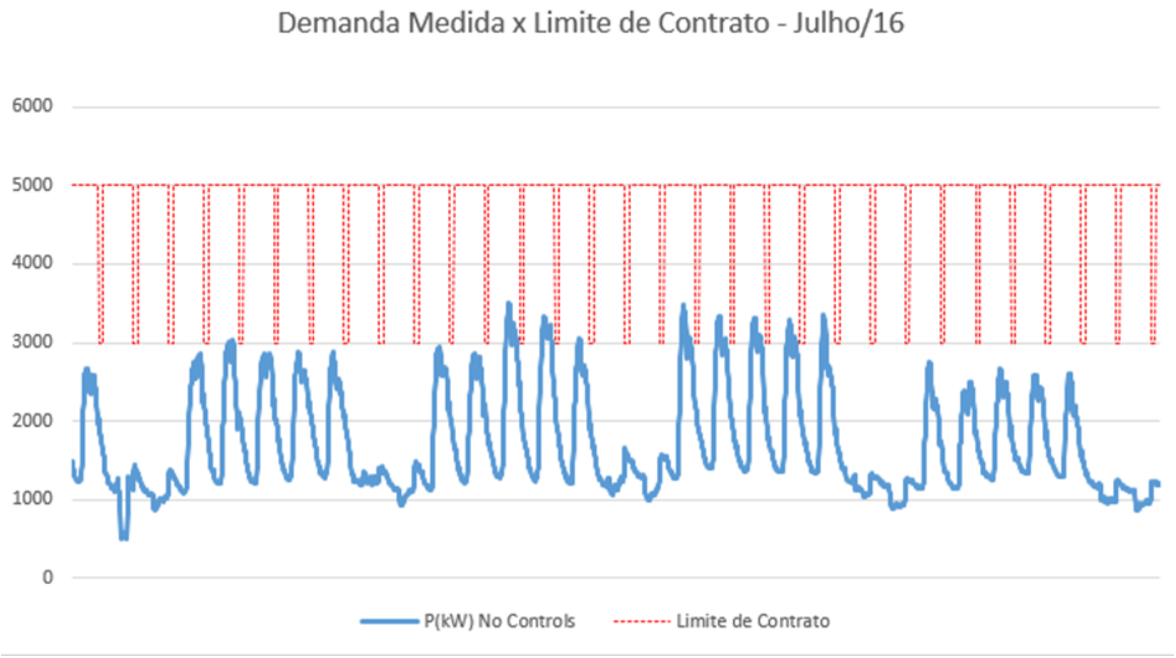


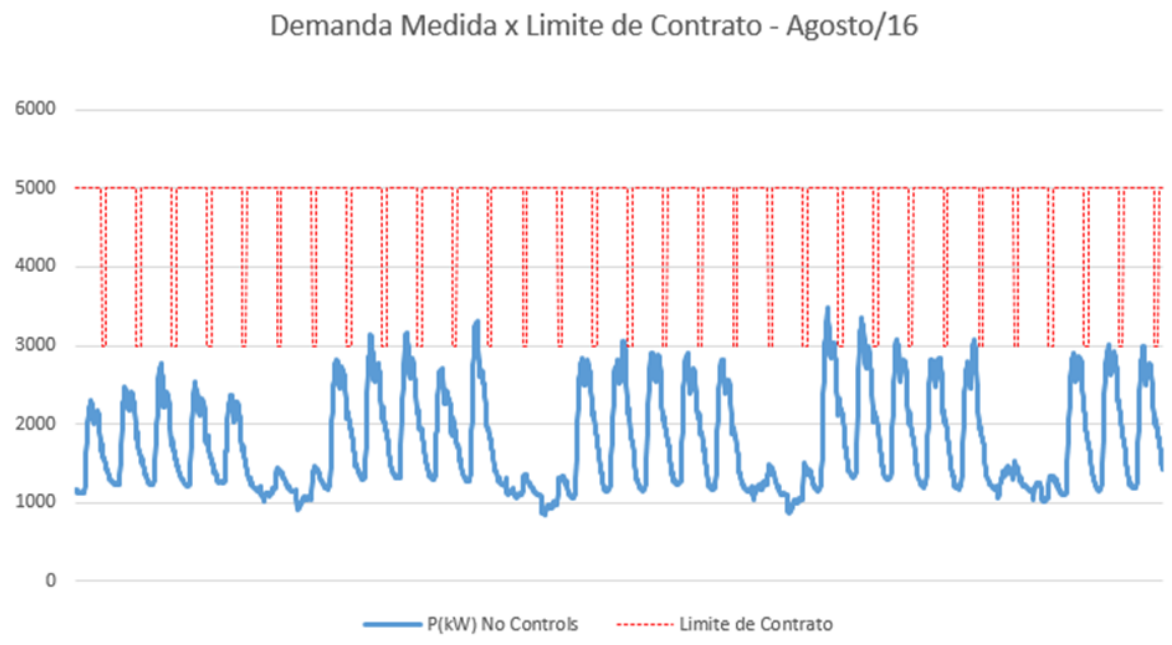


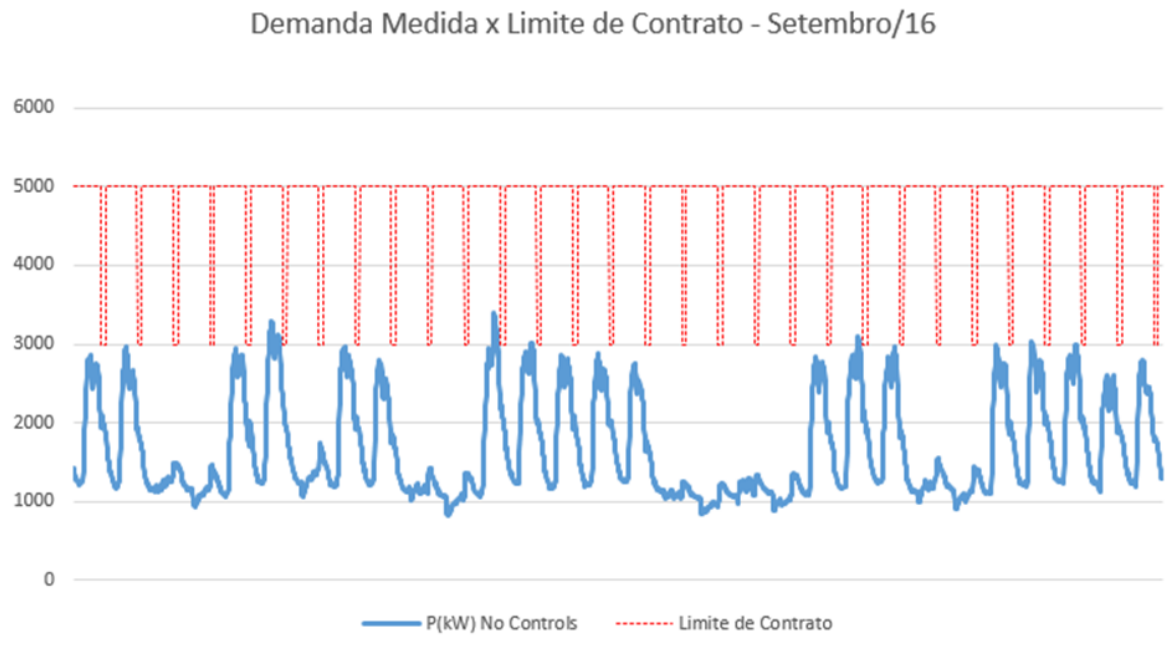

Demanda Medida x Limite de Contrato - Março/16
6000
5000
4000
3000
2000
1000
0
P(kW) No Controls
Limite de Contrato

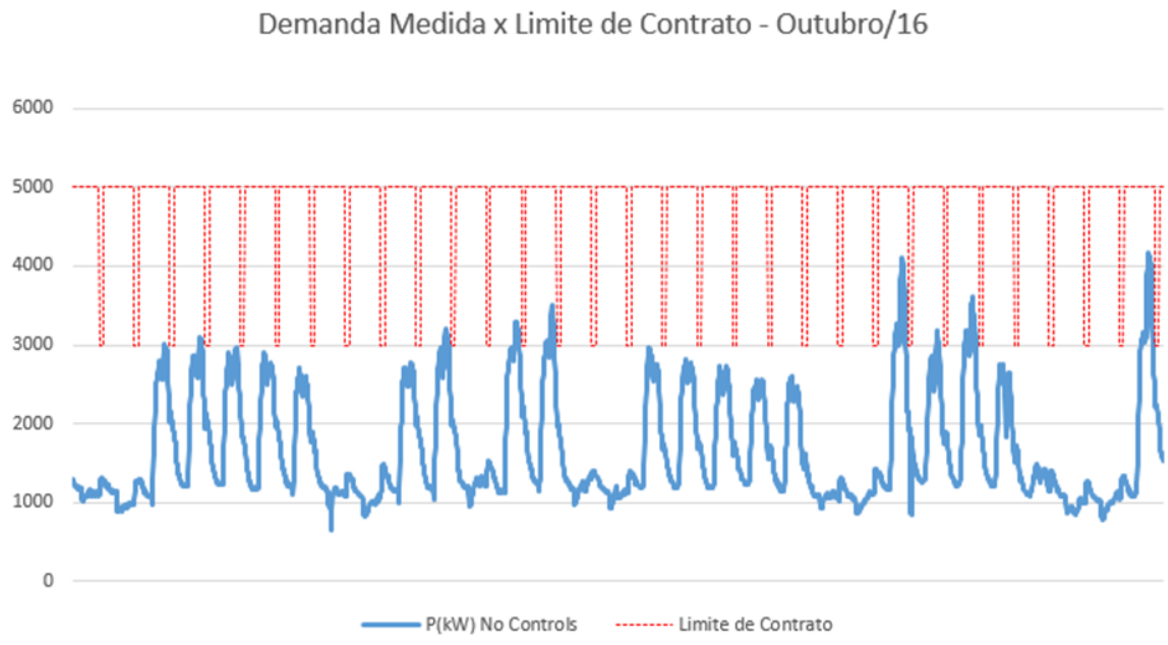

Demanda Medida x Limite de Contrato - Maio/16
6000
5000
4000
3000
2000
1000
0
P(kW) No Controls
Limite de Contrato

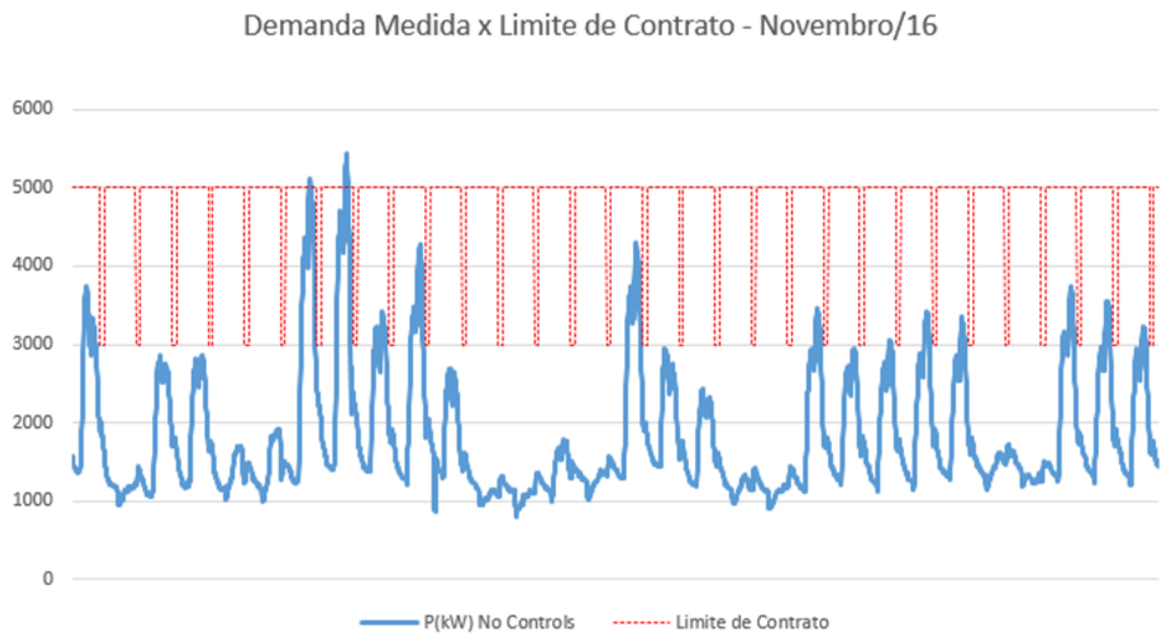

Demanda Medida x Limite de Contrato - Junho/16
6000
5000
4000
3000
2000
1000
0
P(kW) No Controls
Limite de Contrato

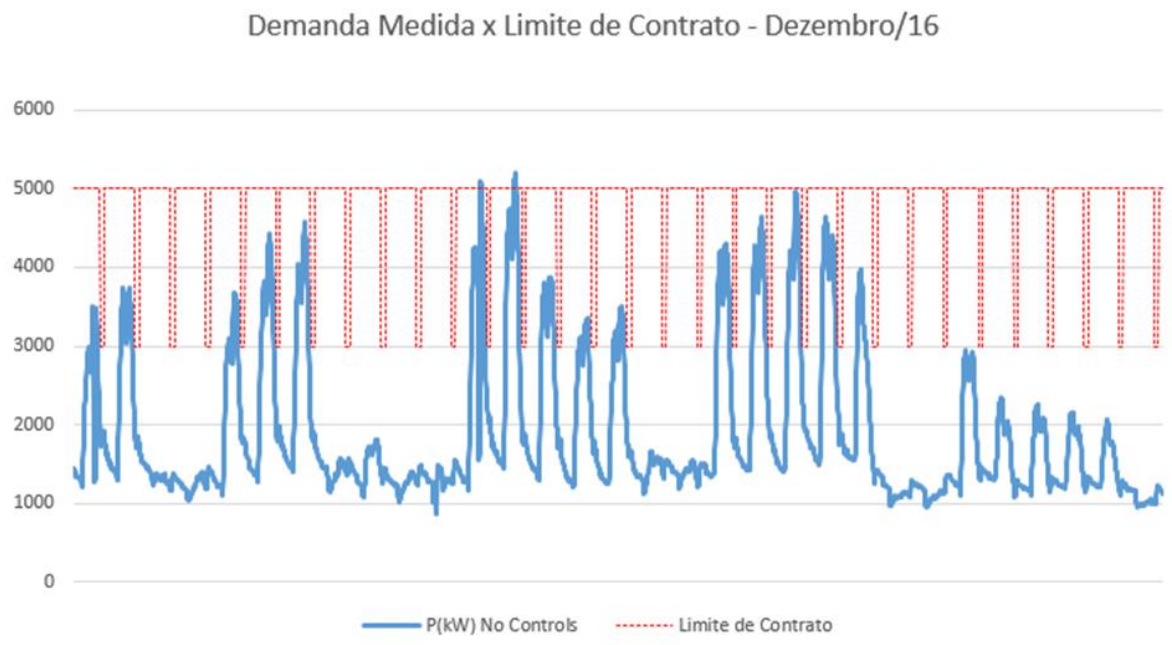

Demanda Medida x Limite de Contrato - Julho/16
6000
5000
4000
3000
2000
1000
0
P(kW) No Controls
Limite de Contrato


Demanda Medida x Limite de Contrato - Agosto/16
6000
5000
4000
3000
2000
1000
0
P(kW) No Controls
Limite de Contrato


Demanda Medida x Limite de Contrato - Setembro/16
6000
5000
4000
3000
2000
1000
0
P(kW) No Controls
Limite de Contrato


Demanda Medida x Limite de Contrato - Outubro/16
6000
5000
4000
3000
2000
1000
0
P(kW) No Controls
Limite de Contrato


Demanda Medida x Limite de Contrato - Novembro/16
6000
5000
4000
3000
2000
1000
0
P(kW) No Controls
Limite de Contrato


Demanda Medida x Limite de Contrato - Dezembro/16
6000
5000
4000
3000
2000
1000
0
P(kW) No Controls
Limite de Contrato

APÊNDICE C – CÓDIGO FONTE DAS ROTINAS IMPLEMENTADAS NOS CÁLCULOS

```
Public Sub DemandControl(FileName As String)

   DSSText.Command = "Set Mode = Yearly stepsize = 15m number = 1"
   DSSText.Command = "Set ControlMode = Static"

   Dim i, j, g As Long
   Dim DemLida(35136), Perdas(35136), Voltage(35136), Tempo(35136),
DemLidaGD(35136), DemPrev(35136), Delta1(35136), PowerGON(35136), Delta2(35136),
a(35136), b(35136), xmedia(35136), ymedia(35136), Sxy(35136), Sxx(35136)
   Dim PowPhase, P As Variant
   Dim iRow, iCol As Double
   Dim Switch(9), sOn(9)
   Dim dia, dezoitoH, vinteumaH As Double
   Dim Sab, Seg, semana As Double

   g = DSSGenerators.First

   Do While g > 0
      Switch(g) = DSSGenerators.kW
      g = DSSGenerators.Next
   Loop

   Dim Workingsheet As Worksheet
   Set Workingsheet = Worksheets("Demand")

   With Workingsheet
      .Cells(1, 3).Value = "P(kW) Demand Control"
      .Cells(1, 6).Value = "Perdas (com GD)"
      .Cells(1, 8).Value = "Tensão (GD)"

   End With

   Set DSSSolution = DSSCircuit.Solution
   Set DSSSwtControls = DSSCircuit.SwtControls
   Set DSSCircuit = DSSobj.ActiveCircuit

   iRow = 2
   iCol = 1
   dia = 1  'Começa Sexta Feira
   semana = 1

   For i = 1 To 35136

      If i = dia * 96 Then
            dia = dia + 1
      End If

      If i = semana * 672 Then
         semana = semana + 1
      End If
```

```
Sab = 96 + (semana - 1) * 672
Seg = 288 + (semana - 1) * 672
dezoitoH = 73 + (dia - 1) * 96
vinteumaH = 85 + (dia - 1) * 96


If i < 3 Then ' esse if é para passar duas iterações para que na 3ª eu consiga começar a
prever valores
    DSSSolution.Solve
    PowPhase = DSSCircuit.TotalPower
    DemLidaGD(i) = -1 * PowPhase(0)
    DemLida(i) = DemLidaGD(i) + PowerGON(i - 1)
    Tempo(i) = DSSSolution.dblHour
    Perdas(i) = DSSCircuit.Losses
    DSSCircuit.SetActiveBus ("316bBT")
    Voltage(i) = DSSBus.puVLL
    With Workingsheet
      .Cells(iRow, iCol + 2).Value = DemLidaGD(i)
      .Cells(iRow, iCol + 5).Value = Perdas(i)
      .Cells(iRow, iCol + 7).Value = Voltage(i)
      iRow = iRow + 1
    End With

Else
    xmedia(i) = (Tempo(i - 1) + Tempo(i - 2)) / 2
    ymedia(i) = (DemLida(i - 1) + DemLida(i - 2)) / 2
    Sxy(i) = ((Tempo(i - 1) - xmedia(i)) * (DemLida(i - 1) - ymedia(i))) + ((Tempo(i - 2) -
xmedia(i)) * (DemLida(i - 2) - ymedia(i)))
    Sxx(i) = (Tempo(i - 1) - xmedia(i)) ^ 2 + (Tempo(i - 2) - xmedia(i)) ^ 2

    b(i) = Sxy(i) / Sxx(i)
    a(i) = ymedia(i) - b(i) * xmedia(i)

    Tempo(i) = DSSSolution.dblHour + 0.25
    DemPrev(i) = a(i) + b(i) * Tempo(i)

    If i > dezoitoH And i <= vinteumaH Then
        Delta1(i) = DemPrev(i) - 3000
        If Delta1(i) <= 0 Then
            j = DSSSwtControls.First
                Do While j > 0
                DSSSwtControls.Action = 1
                j = DSSSwtControls.Next
            Loop
        Else
            Select Case Delta1(i)
                .
                .
      .
      .
End Select
            PowerGON(i) = Switch(1) * sOn(1) + Switch(2) * sOn(2) + Switch(9) * sOn(9) +
Switch(3) * sOn(3) + Switch(4) * sOn(4) + Switch(5) * sOn(5) + Switch(6) * sOn(6) +
Switch(7) * sOn(7) + Switch(8) * sOn(8)
        End If
```

```
        Else
          Delta1(i) = DemPrev(i) - 5000
          If Delta1(i) <= 0 Then
            j = DSSSwtControls.First
              Do While j > 0
              DSSSwtControls.Action = 1
              j = DSSSwtControls.Next
            Loop
          Else
            Select Case Delta1(i)
              .
              .
              .
              End Select
            PowerGON(i) = Switch(1) * sOn(1) + Switch(2) * sOn(2) + Switch(9) * sOn(9) +
Switch(3) * sOn(3) + Switch(4) * sOn(4) + Switch(5) * sOn(5) + Switch(6) * sOn(6) +
Switch(7) * sOn(7) + Switch(8) * sOn(8)
          End If
        End If
        DSSSolution.Solve
        PowPhase = DSSCircuit.TotalPower
        DemLidaGD(i) = -1 * PowPhase(0)
        DemLida(i) = DemLidaGD(i) + PowerGON(i)
        Perdas(i) = DSSCircuit.Losses
        DSSCircuit.SetActiveBus ("320bBT")
        Voltage(i) = DSSBus.puVLL

        With Workingsheet
          .Cells(iRow, iCol + 2).Value = DemLidaGD(i)
          .Cells(iRow, iCol + 5).Value = Perdas(i)
          .Cells(iRow, iCol + 7).Value = Voltage(i)
          iRow = iRow + 1
        End With
      End If
    Next i
End Sub
```